

METODOLOGÍAS PARA AJUSTAR EL MODELO DE SIMULACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

VÍCTOR ALFONSO CARDONA GARCÍA
Código: 9862014



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2013

**METODOLOGÍAS PARA AJUSTAR EL MODELO DE SIMULACIÓN DE LOS
CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

VÍCTOR ALFONSO CARDONA GARCÍA

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director
PhD. JUÁN JOSÉ MORA FLÓREZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIRIAS
PROGRAMA INGENIRÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2013**

Nota de aceptación

Firma presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Pereira, Junio 12 del 2013

Tabla de contenido

	Pág.
1. Capítulo I: Introducción.....	8
1.1 Planteamiento del problema	8
1.2 Propuesta de solución	9
1.3 Objetivos.....	9
1.3.1 Objetivo general.	9
1.3.2 Objetivos específicos	9
1.4 Aportes de la tesis.....	9
1.5 Estructura de la tesis	10
2. Capítulo II: Tipos de errores que dificultan la simulación de los sistemas de distribución	11
2.1 Error por ausencia de datos	11
2.2 Errores en el modelado de la carga.....	12
2.2.1 Modelo de impedancia constante.	12
2.2.2 Modelo de corriente constante.....	12
2.2.3 Modelo de potencia constante.	12
2.2.4 Modelo Polinomial.	13
2.3 Errores en las medidas.....	14
2.3.1 Correcta utilización de los medidores de energía.	14
2.3.1.1 Sistema monofásico de distribución secundaria	15

2.3.1.2 Sistema trifásico de distribución secundaria.	16
2.3.2 Errores en la conexión de los transformadores de medida	19
2.3.3 Otros aspectos a tener en cuenta en la correcta conexión de los transformadores de medida.	22
2.3.3.1 Bloque terminal de prueba.....	22
2.3.3.2 Apertura de transformadores de corriente (RETIE).	23
2.3.3.3 Circuitos para transformadores de instrumentos. (NTC2050).....	23
2.3.3.4 Relés de sobrecorriente y transformadores de corriente. (NTC2050).	23
2.4 Errores en los datos del sistema de distribución.....	24
3. Capítulo III: Identificación de errores de topología en sistemas de distribución utilizando estimación de estado	26
3.1 Estimación de estado por el método de las corrientes de rama	26
3.1.1 Método propuesto.	27
3.1.2 Detección e identificación de datos erróneos.	28
3.1.3 Procesamiento de errores de topología.	29
4. Capítulo IV: Modelos para estimar la carga en los sistemas de distribución de energía eléctrica.....	31
4.1 Modelos de carga.....	31
4.2 Métodos para la obtención de los parámetros	32
4.2.1 Métodos determinísticos.....	32
4.2.1.1 Método por capacidad del transformador.	32
4.2.1.2 Método basado en el consumo de energía.	34

4.2.1.3 Método mediante aproximación.	37
4.2.2.1 Potencia constante incluyendo el factor LMF.	40
4.2.2.2 Método para el modelo híbrido con temperatura.....	45
4.2.2.3 Método híbrido para voltaje.	46
4.3 Comparación entre los modelos.	48
4.4 Otras metodologías para encontrar las pseudomediciones de carga	50
4.4.1 Generación de pseudomediciones aplicando redes neuronales artificiales (RNA)	51
4.4.2 Modelo fuzzy de pseudomediciones de carga en SE MT/BT	51
5. Capítulo V: Estimación de estado en sistemas eléctricos de distribución	52
5.1 Estimación de estado por mínimos cuadrados ponderados	53
5.1.1 Mediciones a utilizar en el sistema eléctrico de distribución	54
5.1.1.1 Mediciones reales.	55
5.1.1.2 Pseudo-mediciones.	56
5.1.1.3 Datos de flujos de potencia.....	56
5.1.1.4 Asignación de carga.....	57
5.2. Ordenamiento en estructura de niveles.....	57
5.3 Metodología para la estimación de estado en sistemas eléctricos de distribución	58
5.4 Validación del algoritmo propuesto para los sistemas de prueba de 4 y 11 nodos.	63
5.4.1 Sistema de prueba de 4 nodos.....	63
5.4.2 Sistema de prueba de 11 nodos.....	65
5.4.3 Casos de estudio	69

5.4.3.1 Caso de estudio 1 para el sistema de prueba de 4 nodos	69
5.4.3.2 Caso de estudio 1 para el sistema de prueba de 11 nodos	72
5.4.3.3 Caso de estudio 2 para el sistema de prueba de 4 nodos	76
5.4.3.4 Caso de estudio 2 para el sistema de prueba de 11 nodos	79
5.5 Análisis de resultados	84
5.5.1 Caso 1: Sistema de prueba de 4 Nodos, evaluación del funcionamiento del algoritmo EERD.....	84
5.5.2 Caso 2: Sistema de prueba de 4 Nodos, con perturbación en las mediciones.	85
5.5.3 Caso 1: Sistema de prueba de 11 Nodos, evaluación del funcionamiento del algoritmo EERD.....	85
5.5.4 Caso 2: Sistema de prueba de 11 Nodos, con perturbación en las mediciones.	85
6. Conclusiones.....	86
6.1 Conclusiones generales	86
6.2 Recomendaciones	88
6.3 Trabajos futuros.....	88
7. Bibliografía.....	90
8. Anexos	92

1. Capítulo I: Introducción

Debido a que en la actualidad el suministro de energía eléctrica es de vital importancia para el funcionamiento de grandes establecimientos como hospitales, fábricas y demás empresas, es un gran problema quedar sin el servicio eléctrico o que la calidad de éste no sea la óptima. Por tal motivo, se debe garantizar que el funcionamiento de las redes de distribución y la forma de onda de la señal de corriente alterna sean los adecuados para que el suministro de energía eléctrica sea constante.

Para cumplir con lo mencionado anteriormente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad colombiana encargada de regular los servicios de electricidad y gas según se establece en la ley 142 y 143 de 1994, ha definido un índice de discontinuidad del servicio de energía eléctrica establecido en la resolución CREG 097 de 2008, llamado ITAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad), que consiste en comparar la energía No Suministrada en tres meses, con la energía que debió de haberse suministrado en ese mismo periodo. El ITAD es el indicador que reemplazó desde el primero de abril del 2011 al DES (Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio), que medía el tiempo total que la energía eléctrica no era suministrada, y al FES (Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio), que medía el número total de interrupciones del servicio. Al igual que el DES y el FES establecidos por la CREG, el ITAD cuenta con unos límites que no deben ser sobrepasados. Este índice es obligatorio para los operadores de red; si sobrepasan los límites pueden verse expuestos a sanciones; aunque, por otro lado, pueden ser compensados si ésta está debajo del rango establecido.

1.1 Planteamiento del problema

El inconveniente más grande para garantizar el suministro de energía eléctrica, es la presencia de las fallas en los sistemas de distribución de energía eléctrica; la localización de estas fallas es una tarea ardua y en la actualidad los métodos para estimar la ubicación de las mismas son métodos iterativos y deben ser implementados en algún lenguaje de programación, que además pueda ser utilizado en un programa de simulación de circuitos eléctricos que entregue un estimativo de la ubicación de la falla [Mora, 2006]. Sin embargo, al lenguaje de programación y al programa de simulación se le deben ingresar una serie de parámetros tales como: tramos de redes de distribución, voltajes y corrientes calculadas en el sistema. Muchas veces estos datos son erróneos y provocan que las simulaciones de los circuitos eléctricos arrojen resultados que no se pueden tener en cuenta para implementar el software de simulación en la localización de fallas de los circuitos de distribución de energía eléctrica reales.

1.2 Propuesta de solución

Con este proyecto se pretende encontrar una o varias metodologías que puedan ajustar el modelo de simulación de los circuitos de distribución de energía eléctrica, para que los resultados obtenidos sean aproximadamente iguales a los resultados que se obtendrían con los circuitos reales.

La metodología encontrada para la solución del problema planteado se basa en la estimación del estado de las redes de distribución de energía eléctrica por medio del método de los mínimos cuadrados ponderados. Utilizando esta metodología se puede conocer el estado de un sistema de distribución a partir de las variables de estado.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general.

Ajustar el modelo de simulación de los circuitos de distribución de energía eléctrica para que los resultados obtenidos al simular una falla, sean muy parecidos a los resultados que se obtendrían con los circuitos de distribución de energía eléctrica reales.

1.3.2 Objetivos específicos

1.3.2.1 Identificar varias metodologías que se puedan emplear para ajustar el modelo de simulación para los circuitos de distribución de energía eléctrica

1.3.2.2 Probar las mejores metodologías de ajuste del modelo de simulación en un circuito de distribución de energía eléctrica prototipo.

1.3.2.3 Realizar un análisis de sensibilidad para determinar la confiabilidad de la metodología que presente mejores resultados.

1.3.2.4 Reportar los resultados de la investigación en un documento.

1.4 Aportes de la tesis

En esta tesis se desarrolló una metodología para determinar el estado de un sistema de distribución con el objetivo de que el circuito simulado sea similar al circuito real y de esta manera facilitar la localización de una falla en dicho circuito. Asimismo se presentan varios métodos para poder encontrar las pseudomediciones de la carga en los nodos terminales de los circuitos de distribución, además de una metodología para encontrar los errores de

topología que puedan tener las redes de distribución de energía eléctrica. Finalmente se prueba la metodología propuesta en los circuitos IEEE de 4 y 11 nodos.

1.5 Estructura de la tesis

El presente trabajo se encuentra estructurado en seis capítulos. En el primer capítulo se encuentra la introducción, el planteamiento del problema, la propuesta de solución, los objetivos y el aporte del trabajo.

En el segundo capítulo se hace una descripción teórica de los tipos de errores que afectan la simulación de los sistemas de distribución de energía eléctrica, haciendo énfasis en la forma como deben conectarlo los elementos de medición, de acuerdo a las normas vigentes de la Empresa de Energía de Pereira (EEP).

El capítulo tres presenta una metodología para la identificación de errores de topología por el método de la estimación de estado usando las corrientes de rama de los sistemas de distribución de energía eléctrica; asimismo se presenta el algoritmo del método y un breve ejemplo de aplicación.

En el capítulo cuarto se describen varias metodologías para estimar la carga en sistemas de distribución y se proporcionan los resultados de su aplicación en diferentes ejemplos con datos reales. También se describen y proponen otras dos metodologías que, en un futuro, podrían ser desarrolladas e implementadas. Finalmente se comparan los resultados arrojados por las diferentes metodologías.

En el capítulo quinto se presenta el desarrollo de la estimación de estado en sistemas eléctricos de distribución radiales y se presenta el modelo y tipo de mediciones que se utilizan; por último, se desarrolla la explicación sobre el método de estimación de estado mediante mínimos cuadrados ponderados, incluyendo el algoritmo sugerido, finalizando con dos sistemas de prueba, se analizan los resultados derivados.

En el capítulo sexto se presentan las conclusiones más importantes y observaciones sobre esta tesis, también se hacen recomendaciones para la realización de trabajos futuros.

En el séptimo capítulo aparece la bibliografía con las referencias para sirvieron de apoyo para sustentar la idea de esta tesis.

2. Capítulo II: Tipos de errores que dificultan la simulación de los sistemas de distribución

Antes de simular un circuito de distribución se debe conocer si los datos han sufrido algún tipo de manipulación; esto, con el fin de evitar errores y suposiciones sobre el origen de los mismos. Factores como la desinformación, la mala conexión de los dispositivos de medición y/o protección y el mal manejo de los datos, provocan que los resultados de los circuitos simulados no se parezcan a los resultados de los circuitos reales. Los errores más comunes que pueden alterar la simulación de los circuitos de distribución se describen a continuación junto con su posible solución.

2.1 Error por ausencia de datos

La falta de información como la medición de corrientes, voltajes y potencias en los nodos de los sistemas de distribución crea una incertidumbre para simular un circuito de distribución. Adicionalmente, la falta de información sobre el manejo de la demanda de energía eléctrica crea una gran incertidumbre acerca del factor de potencia que se debería utilizar para diferentes tipos de carga, ya sea residencial, comercial o industrial; provocando que la simulación de los circuitos de distribución tenga un comportamiento similar al de los circuitos reales en su funcionamiento normal. Por tal motivo, uno de los errores por ausencia de datos más comunes es el factor de potencia, siendo éste la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA). El factor de potencia puede expresarse como se presenta en la ecuación (2.1).

$$\cos \theta = (\text{Potencia activa} / \text{Potencia aparente}) \quad (2.1)$$

La incidencia más importante del factor de potencia está asociada con el porcentaje de pérdidas y en la regulación de voltaje, por lo tanto, en la calidad y economía del servicio eléctrico [Ramí, 2004].

En sistemas de distribución se fija un valor mínimo de 0,9 para el factor de potencia. En el caso de valores inferiores a éste se deberá corregir por parte de los usuarios, por parte de la empresa electrificadora o por ambos. En redes que alimentan usuarios industriales se fija un 0,85 como mínimo [Ramí, 2004].

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran o en los circuitos primarios. Es muy importante calcular adecuadamente los kVAR a compensar y la ubicación de los bancos de condensadores dentro del sistema [Ramí, 2004].

En el caso de la de la Empresa de Energía de Pereira (EEP) el factor de potencia se revisa por sector, mediante un Sistema de Control Supervisorio (SCADA); una forma de control en el manejo selectivo de unidades ubicadas remotamente, por medios eléctricos, empleando uno o varios sistemas de comunicación [EEP, 2007].

2.2 Errores en el modelado de la carga

El problema del modelado de la carga está determinado también por el tipo de carga, sea residencial, comercial o industrial. Estas cargas tienen comportamientos diferentes en el tiempo; por lo tanto, escoger un modelo adecuado de carga para la simulación de determinado sistema de distribución es de vital importancia para que la simulación tenga un comportamiento muy cercano al del circuito real en su funcionamiento normal. Existen diversas caracterizaciones de las cargas; entre ellas se encuentran las cargas de impedancia constante, las de corriente constante y las de potencia constante. Las anteriores caracterizaciones corresponden a los modelos estáticos de carga en función de la tensión. Un modelo estático de carga expresa las características de la misma en cualquier instante de tiempo como una función algebraica de la magnitud de la tensión y de la frecuencia en la barra a la que se asocia.

A continuación se explican cada uno de estos modelos de carga [Caice, 2002].

2.2.1 Modelo de impedancia constante.

Es un modelo estático en donde la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud de la tensión. También puede ser llamado “modelo de carga de admitancia constante”.

2.2.2 Modelo de corriente constante.

Es un modelo estático en donde la potencia varía directamente con la magnitud de la tensión.

2.2.3 Modelo de potencia constante.

Es un modelo estático en donde la potencia de la carga no varía con cambios en la tensión. También es llamado “modelo de carga de MVA constante. Las características de los modelos de carga se pueden observar la figura 2.1

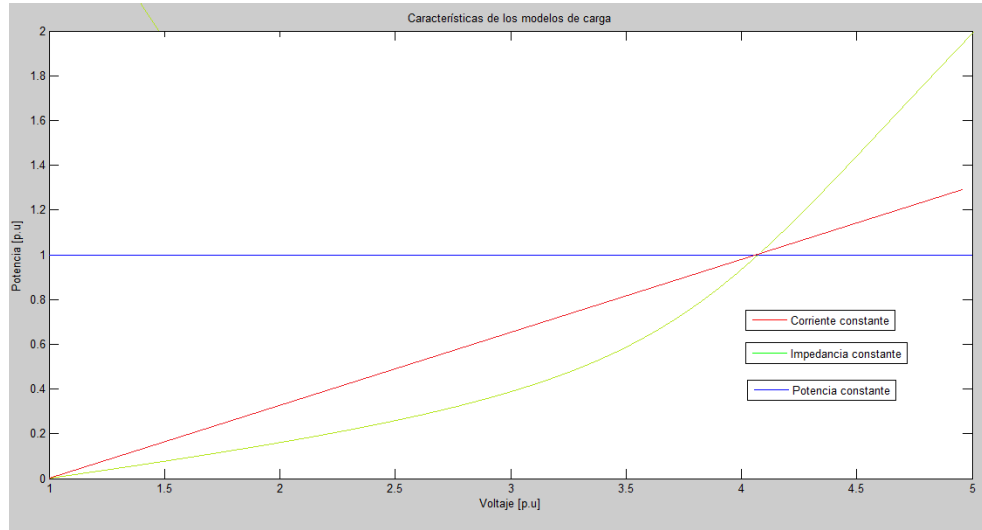


Figura 2.1. Características de los modelos de carga

2.2.4 Modelo Polinomial.

Es un modelo estático que representa la dependencia de tensión que tiene la potencia como una ecuación polinomial. Ésta presenta la siguiente forma:

$$P = P_o \left[a1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a2 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a3 \right] \quad (2.2)$$

$$Q = Q_o \left[a4 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a5 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a6 \right] \quad (2.3)$$

Este modelo también es conocido como el modelo “ZIP”. Como se ilustra en la figura 2.2 actúa bajo el supuesto de que la carga de un transformador de una subestación primaria corresponde a una superposición de cargas de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P), corresponde a la tensión nominal de la carga, P_o y Q_o a la potencia consumida por la carga a tensión nominal.

Los parámetros del modelo son: $a_1 \dots a_6$ con.

$$a_1 + a_2 + a_3 = 1 \quad (2.4)$$

$$a_4 + a_5 + a_6 = 1 \quad (2.5)$$

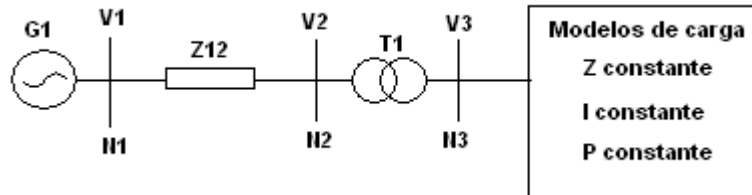


Figura 2.2. Modelo ZIP

Para el caso especial de la Empresa de Energía de Pereira (EEP) se adopta el modelo de potencia constante debido a que en éste no se tiene en cuenta el material del conductor.

2.3 Errores en las medidas

Pueden existir errores en las medidas de un sistema de distribución debido a la mala conexión de los instrumentos necesarios; por esta razón, se mencionan a continuación los instrumentos de medición adecuados y sus respectivas conexiones según la Empresa de Energía de Pereira (EEP) [EEP, 2007].

2.3.1 Correcta utilización de los medidores de energía.

Para la utilización de los medidores de energía debe mencionarse que los tipos de medidores que hay que utilizar dependen de la red a la cual se va a conectar la carga y de la tarifa que le corresponde. La precisión requerida es de 2 o mejor para cargas residenciales y 1 para cargas no residenciales y áreas comunes. Cuando un transformador alimenta redes aéreas o subterráneas los medidores totalizadores o vigías, para cargas residenciales, registrarán sólo energía activa (kW-h) en estratos 1 y 2. Para estratos 3, 4, 5 y 6 estos elementos deberán registrar energía activa y reactiva (kVAr-h). Asimismo, los medidores en cargas no residenciales y áreas comunes serán electrónicos y registrarán energía activa y reactiva. De los medidores totalizadores sólo se exige matricularlos ante la empresa. Adicionalmente cuando el 30% de una carga residencial (cuadro de cargas) sea de tipo inductivo, el medidor debe registrar energías activa y reactiva.

De acuerdo al sistema de distribución de energía eléctrica existen varios tipos de medidores. La correcta medición de energía con un margen de error mínimo depende del uso de los medidores. Algunos de estos sistemas de distribución de energía se mencionan a continuación.

2.3.1.1 Sistema monofásico de distribución secundaria.

En éste caso la empresa exigirá la instalación de los siguientes medidores de energía de acuerdo al tipo de servicio así:

a) Medidor monofásico bifilar. Se utiliza para el registro del consumo en instalaciones con una carga instalada de hasta 7kVA donde sólo se requiera un conductor no puesto a tierra (fase) y uno puesto a tierra (neutro). Sus características son:

- Tensión: 120 V
- Corriente nominal: 15 A
- Corriente máxima: 60/100 A
- Frecuencia: 60 Hz
- Registro: Ciclométrico, tipo siempre positivo
- Tipo: Bornera
- Cargabilidad mínima: 400%
- Clase de precisión: 2 ó mejor (residencial)
1 (no residencial y áreas comunes)

b) Medidor monofásico trifilar. Se utiliza para registrar el consumo en instalaciones con una carga instalada hasta 15kVA donde se requieran dos conductores no puestos a tierra (fases) y uno puesto a tierra (neutro) artificial, derivados únicamente de un transformador monofásico. Sus características son:

- Tensión: 120/240 V
- Corriente nominal: 15 A
- Corriente máxima: 60/100 A
- Frecuencia: 60 Hz

- Registro: Ciclométrico, tipo siempre positivo
- Tipo: Bornera
- Cargabilidad mínima: 400%
- Clase de precisión: 2 ó mejor (residencial)
1 (no residencial y áreas comunes)

c) **Medidor bifásico trifilar.** Se utiliza para registrar el consumo en instalaciones con una carga instalada hasta 15 kVA, donde se requieran dos conductores no puestos a tierra (fases) y uno puesto a tierra (neutro), derivados de un transformador monofásico o trifásico. Sus características son:

- Tensión: 2 x 120/208 V
- Corriente nominal: 15/20 A
- Corriente máxima: 60/80/100 A
- Frecuencia: 60 Hz
- Registro: Ciclométrico, tipo siempre positivo
- Tipo: Bornera
- Cargabilidad mínima: 400%
- Clase de precisión: 2 ó mejor (residencial) 1 (no residencial y áreas comunes)

2.3.1.2 Sistema trifásico de distribución secundaria.

Para acometidas derivadas de un sistema trifásico de distribución secundaria la Empresa exigirá la instalación de los siguientes medidores de energía de acuerdo al tipo de servicio:

a) **Medidor monofásico bifilar.**

b) **Medidor bifásico trifilar.**

c) **Medidor trifásico tetrafililar medición directa.** Se utiliza para registrar el consumo cuando la carga instalada es hasta 36 kVA y donde se requieran tres conductores no puestos a tierra.

(Fases) y uno puesto a tierra (neutro), siempre y cuando el calibre del conductor de la acometida no sea superior al No.4 AWG.

Sus características son:

- Tensión: $3 \times 120/208$ V
- Corriente nominal: 15/20/25/30 A
- Corriente máxima: 90/100/120 A
- Frecuencia: 60 Hz
- Registro: Ciclométrico
- Tipo: Bornera
- Cargabilidad mínima: 400%
- Clase de precisión: 2 ó mejor (residencial)
1 (no residencial y áreas comunes)
- Dispositivo antirretroceso: Sí

Se incluyen, para la medición directa, los medidores electrónicos trifásicos, que registren energía activa y reactiva, de 30 a 200 A, para transformadores hasta de 75 kVA.

d) Medidor trifásico tetrafilar medición semidirecta. Se utiliza para registrar el consumo cuando la carga instalada es superior a 36 kVA y menor a 150 kVA y se requieran tres conductores no puestos a tierra (fases) y uno puesto a tierra (neutro). Se conecta a través de transformadores de corriente.

Sus características son:

- Tensión: $3 \times 120/208$ V ó $3 \times 254/440$ V
- Corriente nominal: 2.5/5 A
- Frecuencia: 60 Hz
- Registro: Ciclométrico
- Tipo: Bornera

- Cargabilidad mínima: 200%
- Clase de precisión: 2 ó mejor

Se aceptarán medidores electrónicos que presenten las características enunciadas.

Los transformadores de corriente pueden instalarse en bornes del transformador si son tipo exterior, llevando las señales de tensión y de corriente en tubos independientes hasta el bloque terminal de prueba. De igual manera, se podrán montar los transformadores de distribución con los transformadores de corriente incluidos, con las mismas condiciones para llegar al bloque terminal de prueba.

- e) **Medidor trifásico trifilar medición indirecta:** Se utiliza para registrar el consumo en instalaciones con capacidades de transformación a partir de 150 kVA y se conecta en los niveles de tensión II, III ó IV empleando dos transformadores de corriente y dos de potencial conectados en delta abierta; si a juicio de la Empresa la carga está desbalanceada, no se permite la conexión en delta abierta.

Sus características son:

Medidor electrónico

- Tensión: Multirango
- Corriente nominal: 5 A
- Número de hilos: 3
- Frecuencia: 60 Hz
- Tipo: Bornera
- Clase de precisión: 0.5 ó mejor

f) **Medidor de energía reactiva.** Sus características son:

- Tensión: $3 \times 120 \text{ V}$ ó $3 \times 120/208 \text{ V}$
- Corriente nominal: 5 A
- Número de hilos: 3 ó 4
- Frecuencia: 60 Hz

- Registro: Ciclométrico
- Tipo: Bornera
- Clase de precisión: 2 ó mejor

Para todo tipo de medidores de energía la Empresa sólo aceptará aquellos que cuenten con la debida Certificación vigente de Conformidad de Productos, según circular externa de la SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios).

2.3.2 Errores en la conexión de los transformadores de medida.

Un transformador de medida es una máquina prevista para alimentar instrumentos de medición, medidores, relés y otros aparatos similares. La correcta conexión de los transformadores de medida permite la disminución en las pérdidas de energía y llevan a una buena lectura en la medición de la misma; los tipos de transformadores de medida se mencionan a continuación:

2.3.2.1 Transformador de corriente.

Es un transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y con una diferencia de fase entre las corrientes aproximadamente igual a cero para una dirección apropiada de las conexiones. Los transformadores de corriente deberán estar fabricados bajo una de las siguientes Normas técnicas: NTC-2205 (IEC 60044-1): “Transformadores de Corriente” ó ANSI/IEEE C57.13: “*IEEE Standard for Instrument Transformers*”.

2.3.2.2 Transformador de corriente para medición semidirecta.

Las mediciones en el nivel de tensión I que requieren transformadores de corriente corresponden a cargas iguales o superiores a 36 kVA y menores de 150 kVA. A partir de 150 kVA se exigirá medición en niveles de tensión II ó III.

Los transformadores de corriente deberán instalarse aguas arriba del interruptor general o parcial, según la medición a realizar.

Para la selección de transformadores de medida se debe acatar la Norma NTC-5019:

“Selección de Transformadores de Medida”.

Instalación en subestación: la fijación de los transformadores de corriente deberá hacerse por el mecanismo de sujeción del primario con tornillo tipo espárrago al barraje o por sujeción directa al panel (gabinete).

Instalación en gabinete: se exigirá que los transformadores de corriente y los medidores se instalen en un compartimiento especialmente diseñado para alojarlos de tal manera que sea fácil su revisión.

2.3.2.3 Transformador de corriente para medición indirecta.

La medición en los niveles de tensión II, III y IV se utilizará para registrar el consumo de cargas desde 150 kVA en servicios industriales, comerciales, oficiales, residenciales y provisionales sin incluir los centros comerciales o unidades residenciales que tengan medidores individuales en el nivel de tensión I y mediciones independientes para las áreas comunes.

- a) Tensión primaria: 34.5 kV, 33 kV, 13.2 kV
- b) Corriente secundaria: 5 A
- c) Tipo: Seco
- d) Clase de precisión: 0.5 ó mejor
- e) Cargabilidad: 100 VA

La tubería para alojar los conductores que se conectan en el lado del nivel de tensión I de los transformadores de corriente y potencial, deberá ser EMT (Tubería Metálica Eléctrica por la sigla en inglés), coraza metálica o tubería metálica galvanizada de diámetro mínimo 25 mm (1”), yendo desde la caja de los bornes de los transformadores referidos hasta la caja donde se instala el medidor. En ningún caso se acepta la tubería PVC.

El cableado, sin empalmes, desde los transformadores de medición hasta el medidor no se interrumpe en cámaras de paso y se efectuará en cable de cobre No.12 AWGTHHN para nivel de tensión I y cable de cobre No.10 AWG-THHN para niveles de tensión II y III, utilizando la convención de colores que se da en el numeral 2.3 de esta Norma. Las señales de tensión y de corriente se llevarán por tubos independientes hasta el medidor.

Según la localización de estos equipos, la medición indirecta se clasifica en:

- Mediciones interiores. Los transformadores de tensión y de corriente para niveles de tensión II y III se deben instalar en la celda del seccionador de la subestación eléctrica.

Se colocarán en un sitio accesible que permita la revisión fácil de la placa de características y del cableado.

- Mediciones exteriores. Los transformadores de corriente y potencial deben instalarse en una estructura en H donde se monta el seccionador. La caja donde se ubican el medidor, el bloque terminal de prueba y el tomacorriente para uso exclusivo de la Empresa, será la indicada en la Figura 14 y se colocará en la parte inferior de la estructura donde van los transformadores de medición.

La caja se incrustará en un murete de ladrillo macizo o concreto simple 1:2:3 a una altura desde el piso no inferior a 0.80 m referida a la base de la caja y no superior a 1.80 m tomados a la parte superior del visor como se aprecia en la figura mencionada. El sitio donde se instale la caja deberá ser de fácil acceso (al menos habrá un camino peatonal), permanecerá limpio y estará protegido con una malla de seguridad colocada de tal forma que se respete una distancia libre de 1.50 m a lo largo de todo su perímetro. El piso del área encerrada por la malla será en concreto o en gravilla que permita el drenaje de la zona.

2.3.2.4 Transformador de tensión.

Es un transformador para instrumentos cuya tensión secundaria, bajo condiciones de uso normal, es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y difiere de ella en fase aproximadamente cero grados para un sentido apropiado de las conexiones. Sólo se usan para mediciones indirectas y deben tener las siguientes características:

- a) Tensión primaria: 34.5 kV, 33 kV, 13.2 kV
- b) Tensión secundaria: 120 V
- c) Clase de precisión: 0.5 ó mejor
- d) Cargabilidad: 100 VA
- e) Frecuencia: 60 Hz
- f) Tipo: Seco

Los transformadores de tensión deberán fabricarse bajo una de las siguientes Normas técnicas: NTC-2207 (IEC 60186): “Electrotecnia. Transformadores de Tensión” o ANSI/IEEE C57.13: “*IEEE Standard for Instrument Transformers*”.

Para la selección de transformadores de medida se debe seguir la Norma NTC-5019: “Selección de Transformadores de Medida”.

Las principales características a tener en cuenta en la conexión de los transformadores de medida se mencionan a continuación.

- Los devanados usados para medición deben ser de uso exclusivo para este fin.

- En ningún caso se aceptarán en el devanado secundario de un transformador para medición de energía cargas diferentes a las del medidor de energía activa, reactiva y/o las inherentes a las pérdidas en los conductores.
- Los transformadores de medición deberán tener en su tapa de la bornera secundaria dispositivos para colocar sellos y caja que permita acoplar la tubería que aloje los conductores secundarios.
- Los conductores de puesta a tierra de los secundarios de los transformadores de medición deben conectarse al SPT (Sistema de Puesta a Tierra) de la subestación.
- Los transformadores de medición, antes de ser instalados, deben ser presentados a la Empresa con un protocolo de pruebas de un laboratorio nacional certificado.

Otros aspectos importantes para tener en cuenta en la conexión de los transformadores de medida, se mencionan a continuación.

2.3.3 Otros aspectos a tener en cuenta en la correcta conexión de los transformadores de medida.

Para que no hayan errores al conectar los transformadores de medida hay que tener en cuenta varios aspectos además de los mencionados anteriormente, que pueden ser tanto elementos como formas de conexión, que proporcionen el adecuado funcionamiento del dispositivo [EEP, 2007], algunos de estos son:

2.3.3.1 Bloque terminal de prueba.

Es el dispositivo de maniobra, debidamente certificado, que permite conectar o desconectar las señales de tensión y de corriente provenientes de los transformadores de corriente y tensión que alimentan el medidor, sin necesidad de interrumpir el servicio o manipular las conexiones del equipo de medida. Pueden ser para medición indirecta en dos elementos y para medición semidirecta en tres elementos. Para la instalación de equipos de medida de conexión semidirecta o indirecta se exigirá, por parte de la Empresa, que las señales de tensión y de corriente lleguen a un bloque terminal de prueba el cual debe presentar las siguientes características:

- a) Material termoplástico no inflamable.
- b) Terminales bimetálicos.
- c) Elementos metálicos todos tropicalizados.
- d) Fácil desconexión de las corrientes y tensiones, así como el corto circuito de los secundarios de los transformadores de corriente.
- e) Diámetro mínimo de los terminales: 4 mm.
- f) Tapa plástica, transparente y asegurada con dos tornillos precintos.

El cableado de los anteriores equipos debe cumplir con la siguiente convención de colores y se debe efectuar entre los bornes secundarios de los transformadores de medida y el bloque terminal de prueba. Las salidas del bloque terminal a los bornes de los medidores respetarán la convención de colores y se deben dejar puntas suficientemente largas para permitir la debida conexión holgada de los conductores. Los colores asignados son:

- Elemento R ó A: Amarillo
- Elemento S ó B: Azul
- Elemento T ó C: Rojo
- Neutro: Blanco
- Tierra: Verde

2.3.3.2 Apertura de transformadores de corriente (RETIE).

El secundario de un transformador de corriente no debe ser abierto mientras se encuentre energizado. En caso que todo el circuito no pueda desenergizarse adecuadamente, antes de empezar a trabajar con un instrumento, un relé, u otra sección de un circuito secundario de un transformador de corriente, el trabajador deberá conectar el circuito secundario en derivación con puentes, para que bajo ninguna condición se abra el secundario del transformador de corriente.

2.3.3.3 Circuitos para transformadores de instrumentos. (NTC2050).

Los circuitos secundarios de transformadores de corriente y tensión para instrumentos deben ponerse a tierra cuando el bobinado del primario vaya conectado a circuitos de 300 V o más a tierra y, en los cuadros de distribución, independientemente del valor de la tensión.

Excepción: Los circuitos en los que el bobinado del primario vaya conectado a circuitos de menos de 1.000 V sin partes energizadas o cables expuestos ni accesibles más que a personal calificado.

2.3.3.4 Relés de sobrecorriente y transformadores de corriente. (NTC2050).

Los interruptores automáticos utilizados para la protección contra sobrecorriente de instalaciones trifásicas deben tener un mínimo de tres relés de sobrecorriente operados desde tres transformadores de corriente.

Excepción n° 1: En circuitos trifásicos trifilares se permite sustituir uno de los relés por un relé de sobrecorriente instalado en el circuito residual de los transformadores de corriente.

Excepción n° 2: Se permite instalar un relé de sobrecorriente operado desde un transformador de corriente que reúna todas las fases de un circuito trifásico trifilar en sustitución del relé residual y del transformador de una de las fases. Cuando el neutro no se vuelva a poner a tierra en el lado de la carga del circuito, tal como permite el Artículo 250-152(b), se permite que el transformador de corriente reúna los conductores de las tres fases y el conductor del circuito puesto a tierra (neutro).

2.4 Errores en los datos del sistema de distribución

Existen errores en los datos que brindan información acerca de las dimensiones físicas de las redes de distribución; un ejemplo de ello es la distancia de un vano que aparece de 100m en las bases de datos siendo de 110m en realidad. Este entre otros errores se podría calificar como uno de tantos errores humanos en las dimensiones físicas de una red de distribución.

En el caso de la Empresa de Energía de Pereira (EEP) se realiza una inspección cartográfica en el sector urbano y por medio de un GPS en sistemas rurales apoyo por apoyo. Este procedimiento se basa en el uso de planos; el plano índice es un plano general que cubre toda el área donde existen redes eléctricas y donde aparecen las referencias para poder identificar otros planos. En el mismo se indican los linderos del área que se ha de tener en cuenta así como los límites de estados, distritos y accidentes geográficos importantes.

El uso principal de este plano es para localizar otros planos de escala más reducida.

En el Programa de Planos Inteligentes se presentan recomendaciones y ejemplos para elegir la escala y las coordenadas geográficas de referencia. Cabe mencionar que para elaborar éstos planos se requiere de una base de cartografía existente y actualizada, como se había mencionado anteriormente.

El dispositivo de ubicación para las zonas rurales puede ser del tipo GPS o simplemente triangulación del sistema celular. Es indiferente la tecnología utilizada; lo que es importante es la obtención de las coordenadas UTM y que los planos de redes se encuentren georeferenciados.

El **Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator** (en inglés *Universal Transverse Mercator*, UTM) [wiki, 2012] es un sistema de coordenadas basado en la proyección cartográfica transversa de Mercator, que se construye como la proyección de Mercator normal, pero en vez de hacerla tangente al Ecuador, se la hace tangente a un meridiano.

La **proyección de Mercator** [wiki, 2012] es un tipo de proyección cartográfica cilíndrica, ideada por Gerardus Mercator en 1569, para elaborar planos terrestres. Es muy utilizada en planos de navegación por la facilidad de trazar rutas de rumbo constante loxodrómicas.

3. Capítulo III: Identificación de errores de topología en sistemas de distribución utilizando estimación de estado

La estimación de estado basada en el Método de las Corrientes de Rama (BCSE) es un nuevo enfoque para resolver la estimación de estado en sistemas de distribución. Sin embargo, sin una topología del sistema adecuada para el procesamiento de errores BCSE, el valor de la estimación hecha por el BCSE se degradará. Por lo tanto, en este capítulo se presenta un método para la identificación de errores de topología, basado en el uso de la normalización de los residuos resultantes del empleo del método BCSE [Mesut, 2009] [Mesut, 1995].

En este capítulo se considera el método basado en las corrientes de rama (BCSE) por ser el adecuado para la estimación de estado en los sistemas de distribución. Este método muestra un excelente rendimiento en términos de la velocidad de cálculo y de los requisitos de memoria; además, la principal ventaja de la BCSE es que la medición de las funciones se han simplificado para la potencia y las mediciones de corriente se toman de un alimentador de distribución radial desequilibrado utilizando las corrientes de las ramas como las variables de estado. Hay diversas cuestiones que deben abordarse para que la estimación de estado pueda ser aplicada con éxito en la práctica. En este amplio sentido, la estimación de estado puede incluir:

- Procesador de topología
- Análisis de observabilidad
- Estimador de estado
- Procesamiento de datos malos

Aunque el método BCSE es un nuevo enfoque para resolver la estimación de estado en los sistemas de distribución, sin la incorporación de estos procedimientos, el valor del método BCSE sería seriamente degradado para la aplicación práctica. Por consiguiente, la integración de estos procedimientos en el método BCSE es deseable.

3.1 Estimación de estado por el método de las corrientes de rama

El método BCSE [Mesut, 2009] fue desarrollado en base al método de los mínimos cuadrados ponderados (WLS) de aproximación y utiliza las corrientes de rama como las variables de estado [Jhon, 1996], es decir: $xi = [Iri, Ixi]$

Donde Iri rama es la parte real e Ixi es la parte imaginaria de la corriente de rama actual. Por lo tanto, se estima xi por medio del BCSE resolviendo el problema del estado del sistema con el WLS de la siguiente manera:

$$f = \min(J(x)) = \sum_{i=1}^m w_i(z_i - h_i(x))^2 = [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \quad (3.1)$$

Donde z_i , w_i y $h_i(x)$ representan el vector de mediciones, el peso y el vector que me relaciona las mediciones con las variables de estado, respectivamente. Para la solución de este problema se adapta un método iterativo convencional como es el de Newton para la resolución tras cada iteración calculando la siguiente actualización:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (3.2)$$

Donde x^{k+1} y x^k representan el nuevo y el anterior valor de la variable de estado y Δx^k es el error en el cálculo de la anterior variable de estado

Aplicando el método de newton se tiene:

$$[G(x^k)]\Delta x^k = H^T(x^k)W[z - h(x^k)] \quad (3.3)$$

Donde $G(x) = H^T(x)WH(x)$, es la matriz de ganancia y $H(x)$ es la matriz jacobiana de la función que me relaciona las mediciones con las variables de estado. De ahí que la única diferencia entre el nodo de voltaje basado en la estimación de estado y el método BCSE son las funciones de medición asociadas con el tipo de mediciones a procesar.

3.1.1 Método propuesto.

La estimación de estado se basa en la premisa básica de que conocemos el modelo exacto de la red de modo que podemos escribir las funciones $h(x)$ de medición más allá de cualquier duda [Jhon, 1996]. Sin embargo, en la práctica, el estado de los dispositivos de conmutación se desconoce o, por alguna razón, los valores actuales de la base de datos están bajo sospecha. Por lo tanto, el riesgo de asumir el estado incorrecto para la conmutación de algún dispositivo no se evita completamente, llevando potencialmente a errores de topología. Los errores de topología suelen causar que la estimación de estado sea de una forma significativamente sesgada. Como resultado, la mala detección e identificación de los datos erróneos, pueden eliminar varias medidas analógicas buenas que aparecen como si interactuaran mal con los demás datos, produciendo un estado inaceptable. Por esta razón hay una necesidad de desarrollar mecanismos efectivos destinados a detectar e identificar este tipo de error grave. La intención de este método es dar a conocer los enfoques que se ocupan de los errores topológicos y los asuntos relacionados con una mala detección de datos y la identificación de los mismos en una rutina.

3.1.2 Detección e identificación de datos erróneos.

Cuando el modelo de sistema es correcto y las mediciones son exactas, hay buenas razones para aceptar las estimaciones del estado calculado por el método WLS. Pero si una medida es groseramente errónea o mala, debe ser detectada y luego identificada de manera que pueda ser retirada de los cálculos del estimador. La detección de datos erróneos consta de un procedimiento que se describe a continuación:

Paso 1 - Calcular los errores estimados después del funcionamiento del BCSE, con la siguiente expresión.

$$\hat{e}_j = z_j - \hat{z}_j \quad (3.4)$$

Donde z_j y \hat{z}_j representan la medición y la estimación de la medición en el nodo j -ésimo, respectivamente y \hat{e}_j es el error estimado.

Paso 2 - Evaluar la suma ponderada de los cuadrados, llamada desigualdad.

$$f^{\wedge} = \sum_{j=1}^{Nm} \hat{e}_j^2 / \sigma_j^2 \quad (3.5)$$

Paso 3 - Para la probabilidad especificada α y el adecuado número de grados de libertad $k = (Nm - Ns)$ donde Nm y Ns representan el número de mediciones y de variables de estado respectivamente, la idea es determinar si el valor de f^{\wedge} es menor que el valor crítico correspondiente a α o no. En la práctica esto significa comprobar que la desigualdad satisface la siguiente condición:

$$f^{\wedge} < \chi_{k, \alpha}^2 \quad (3.6)$$

Si es así, entonces las mediciones y las estimaciones del estado son aceptadas como exactas.

Paso 4 - Cuando el requisito de la desigualdad no se cumple, hay razón para sospechar la presencia de al menos una mala información en la medición. Después de tal detección, hay que omitir la medición correspondiente al error estandarizado más grande, es decir.

$$(z_j - \hat{z}_j) / \sqrt{R'_{jj}} \quad (3.7)$$

Donde $R' = (R - HG^{-1}H^T)$ y reevaluar las estimaciones de estado junto con la suma de los cuadrados \hat{f} . Si el nuevo valor de \hat{f} satisface la prueba de chi-cuadrado de la desigualdad, la medición omitida se habrá identificado con éxito como uno de los datos malos en ese punto.

3.1.3 Procesamiento de errores de topología.

En este método de detección de error de topología, cambiando el encendido / apagado del estado de las ramas, una tras otra, se hace y se explica a continuación, y la estimación de estado se realiza en cada caso. Si después de revertir un estado de la rama, los residuos en una de las carreras de estimación esta dentro de los valores umbral, el estado de la rama original se declara falso. Basado en el método propuesto, el flujo básico se ilustra en la gráfica y el procedimiento se describe a continuación.

Paso 1 - Detectar un error de topología utilizando la detección e identificación de datos erróneos. Cuando se produce un error de topología, será detectado en la suma ponderada de los cuadrados, de una desigualdad.

Paso 2 - Cuando un error de topología es detectado, se cambia el interruptor de estado activado / desactivado. Este cambio se realiza secuencialmente por la información del conmutador en los datos de entrada.

Paso 3 - Realizar el BCSE utilizando los datos de entrada que cambia el interruptor on / off.

Paso 4 - Ejecutar la detección de malos datos y la identificación con el resultado del BCSE y guardar el valor de la desigualdad en todos los casos.

Paso 5 - Si el interruptor está ubicado en una rama final, acceder al siguiente paso de lo contrario, ir paso 1.

Paso 6 - Definir qué estado del interruptor está mal. Usar el valor guardado de la desigualdad, teniendo en cuenta que el menor valor no representa el error de topología. Así que el estado del interruptor que tiene menor valor de desigualdad es el estado correcto conocido, pero el actual es erróneo.

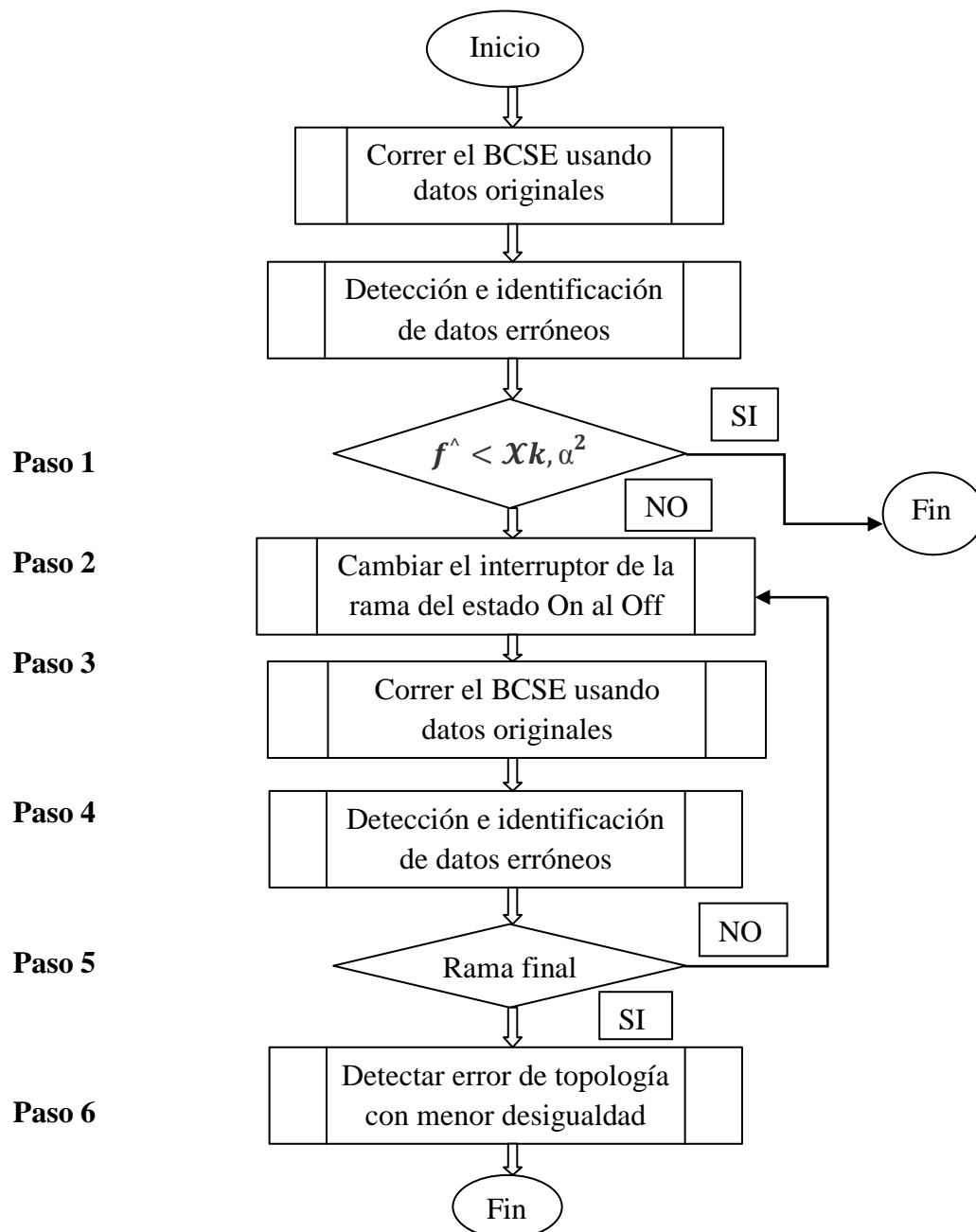


Figura 3.1. Diagrama de flujo del procesamiento de errores de topología

4. Capítulo IV: Modelos para estimar la carga en los sistemas de distribución de energía eléctrica

La implementación de funciones de supervisión del estado de operación de sistemas de distribución se enfrenta con una limitación muy importante: la escasa disponibilidad de mediciones de tiempo real. Esta situación produce la no observabilidad de gran parte de la red de alimentadores en MT que conectan los nodos de carga; es por ello que prácticamente todos los estimadores de estado para distribución completan el conjunto de mediciones con pseudomediciones de carga como en el caso presentado en esta tesis. Si bien la bibliografía analizada presenta diferentes propuestas para modelar la carga, estas, por lo general, se limitan a valores de carga activa y sólo unas pocas incluyen la determinación de pseudomediciones de carga reactiva.

Por otro lado, obtener el modelo de estimación de la demanda no es sencillo debido al gran número de variables involucradas en el estudio: hora del día, día de la semana, estrato socioeconómico, tipo de carga (comercial, industrial y residencial), factor de carga del transformador, temperatura y voltaje entre otras. Además, existe una dificultad adicional: el gran tamaño del sistema de distribución; ello dificulta el monitoreo de las variables mencionadas en todos los transformadores de distribución del sistema. El problema de estimación de la demanda para modelar la carga consiste en obtener una metodología que permita obtener un modelo preciso que tenga en cuenta las variables involucradas.

En este capítulo se presentan los modelos de demanda de potencia constante, corriente constante, impedancia constante y el modelo híbrido utilizando como variable el voltaje y la temperatura [Caice, 2002]. También se describen metodologías determinísticas y estadísticas para la obtención de los parámetros del modelo en un sistema de distribución real, así como otras metodologías tales como las RNA y el modelo fuzzy para obtener las pseudomediciones de carga, éstas últimas podrían ser implementadas en trabajos futuros [Pring, 2009]. Los modelos obtenidos con técnicas estadísticas tienen en cuenta mayor número de variables en el análisis; por esta razón son más elaborados y los resultados más exactos que los encontrados con modelos tradicionales.

4.1 Modelos de carga

Como se mencionó en el capítulo 2, existen principalmente 3 modelos estáticos de carga en función de la tensión que son: el modelo de potencia constante que representa una carga industrial y es válido para pequeñas variaciones de voltaje entre un 75 y un 120% de la tensión nominal, el modelo de corriente constante que representa una carga comercial y establece que la carga mantiene la corriente constante ante variaciones de tensión, y el modelo de impedancia constante que representa una carga residencial y establece que la potencia varía con el cuadrado de la variación de tensión. Sin embargo, con la necesidad de

modelar la demanda lo más cercana posible a la realidad, se requiere proponer un modelo híbrido; es decir, una composición de los modelos anteriores. De acuerdo a la literatura, el modelo híbrido relaciona la potencia en función del voltaje o en función de la temperatura. Las expresiones para la potencia activa y reactiva son:

$$P_i = P_o \left[K_0 + K_1 \left| \frac{V_i}{V_o} \right| + K_2 \left| \frac{V_i}{V_o} \right|^2 \right] \quad (4.1)$$

$$Q_i = Q_o \left[K_3 + K_4 \left| \frac{V_i}{V_o} \right| + K_5 \left| \frac{V_i}{V_o} \right|^2 \right] \quad (4.2)$$

Estos modelos quedan determinados una vez se calculen los valores de las constantes. En los modelos híbridos de temperatura la variable de voltaje se reemplaza por la de temperatura. A continuación se explica metodología para la obtención de las constantes para modelos determinísticos (potencia constante) y estadísticos (potencia constante e híbridos).

4.2 Métodos para la obtención de los parámetros

Los métodos para obtener los parámetros se clasifican en determinísticos y estadísticos. Los métodos determinísticos presentados obtienen un modelo de potencia constante. Los métodos que se describen a continuación son: capacidad de los transformadores de distribución, método basado en el consumo de energía y método por aproximación del factor de carga.

4.2.1 Métodos determinísticos.

Los métodos determinísticos no requieren de un gran número de variables relacionadas con el modelo real de la demanda; sin embargo, no son tan exactos como los métodos estadísticos. En la figura 4.1 se ilustra un ejemplo para estimar la demanda por los diferentes métodos.

4.2.1.1 Método por capacidad del transformador.

Este método obtiene un modelo de potencia constante y la información requerida es:

- a) Medición de consumos máximos de potencia activa y reactiva en el transformador de potencia.
- b) : la potencia instalada, el factor de potencia y el factor de carga para los transformadores de distribución.

Mediante las ecuaciones (4.3) y (4.4) se estima la demanda:

$$P_i = P_m \left[\frac{TC_i}{\sum_{i=1}^N TC_i} \right] \quad (4.3)$$

$$Q_i = Q_m \left[\frac{TC_i}{\sum_{i=1}^N TC_i} \right] \quad (4.4)$$

Donde:

P_i y Q_i : Es la demanda de potencia activa y reactiva respectivamente en el nodo i

P_m y Q_m : Es el flujo de potencia activa y reactiva máxima respectivamente medida en el nodo MPT ver figura 4.1

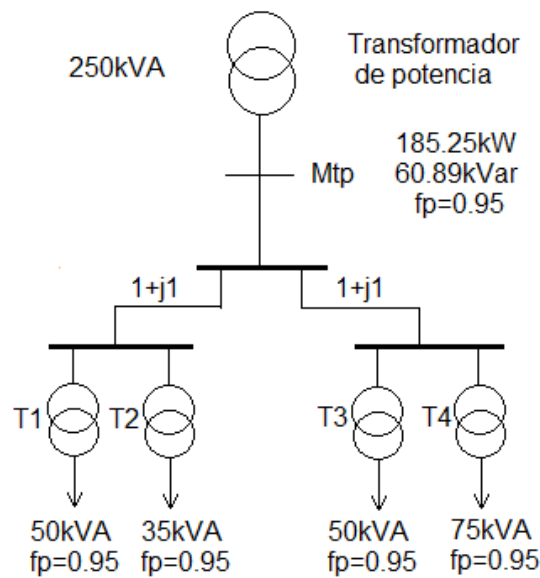


Figura 4.1. Sistema de distribución de prueba

Para estos datos la demanda de potencia activa y reactiva estimada es:

- Para el transformador 1

$$P1 = 185.25 \left[\frac{50}{50 + 35 + 50 + 75} \right] = 44.11kW$$

$$Q1 = 66.89 \left[\frac{50}{50 + 35 + 50 + 75} \right] = 15.93kVar$$

- Para el transformador 4

$$P4 = 185.25 \left[\frac{75}{50 + 35 + 50 + 75} \right] = 66.16kW$$

$$Q4 = 66.89 \left[\frac{75}{50 + 35 + 50 + 75} \right] = 23.89kVar$$

Para los transformadores 2 y 3 se desprecia la demanda de activos y reactivos por tener un bajo factor de carga.

Limitaciones del modelo:

- No tiene en cuenta la variación con el tiempo de la carga. Se asume que el valor máximo de la carga tendrá un comportamiento constante en el transformador de potencia.
- No diferencia entre los distintos tipos de carga residencial, comercial e industrial.
- No se modelan los transformadores del sistema que tienen bajo factor de carga.

4.2.1.2 Método basado en el consumo de energía.

Este método mejora la formulación anterior debido a que utiliza datos de facturación mensual de los clientes en lugar de la capacidad del transformador y modela todos los transformadores de distribución. La información requerida para obtener el modelo es:

- Información de la conectividad de los clientes al transformador (amarre).

- Medición de potencia activa y reactiva máxima en el transformador de potencia.
- Datos de los consumos promedios de energía, potencia activa y reactiva a cada uno de los usuarios para obtener la demanda promedio diaria del cliente denominada ADC.

El modelo se calcula mediante las ecuaciones (4.5) y (4.6)

$$P_i = P_m \left[\frac{ADC_i}{\sum_{i=1}^N ADC_i} \right] \quad (4.5)$$

$$Q_i = Q_m \left[\frac{ADC_i}{\sum_{i=1}^N ADC_i} \right] \quad (4.6)$$

Donde:

P_m y Q_m : Es el flujo de potencia activa y reactiva máxima respectivamente medida en el nodo MPT ver figura x

ADC_i : Consumos de energía diarios (Kwh diarios).

N : Número de nodos alimentados por el nodo MTP.

Para el ejemplo se tiene la tabla 4.1 además se conoce el amarre y la facturación de cada uno de los clientes en sus respectivos transformadores. Aplicando la ecuación de la estimación de demanda:

$$P_1 = 185.25 \left[\frac{1104}{1104 + 768 + 1032 + 1512} \right] = 46.31kW$$

$$Q_1 = 60.89 \left[\frac{384}{384 + 216 + 336 + 504} \right] = 16.24kVa$$

$$P2 = 185.25 \left[\frac{768}{1104 + 768 + 1032 + 1512} \right] = 32.22kW$$

$$Q2 = 60.89 \left[\frac{216}{384 + 216 + 336 + 504} \right] = 9.11kVar$$

$$P3 = 185.25 \left[\frac{1032}{1104 + 768 + 1032 + 1512} \right] = 43.29kW$$

$$Q3 = 60.89 \left[\frac{336}{384 + 216 + 336 + 504} \right] = 14.17kVar$$

$$P4 = 185.25 \left[\frac{1512}{1104 + 768 + 1032 + 1512} \right] = 63.43kW$$

$$Q4 = 60.89 \left[\frac{504}{384 + 216 + 336 + 504} \right] = 21.25kVar$$

Transformador 1				Transformador 2		
Cliente	P[kW*h]	Q[kVar*h]		Cliente	P[kW*h]	Q[kVar*h]
1	166.4	55.9		1	180.4	49.5
2	125.3	43.3		2	160.4	37.7
3	98	27.8		3	235.9	71.7
4	220.9	68		4	191.3	57.1
5	120.4	40.5		Total	768	216
6	229	73.4				
7	144	75.1				
Total	1104	384				

Transformador 3				Transformador 4		
Cliente	P[kW*h]	Q[kVar*h]		Cliente	P[kW*h]	Q[kVar*h]
1	195.3	55.8		1	175	60.4
2	250.5	70.5		2	221.6	78.5
3	112.9	29.4		3	219.8	80.9
4	147.9	40.7		4	135.4	36.7
5	205.4	67.6		5	183.7	45.9
6	120	72		6	203.1	66.1
Total	1032	336		7	90.3	22.2
				8	115.1	42.3
				9	168	71
				Total	1512	504

Tabla 4.1. Consumos diarios de energía

Limitaciones del modelo:

- No tiene en cuenta la variación de la carga con el tiempo. Se asume el valor máximo de la carga constante en los transformadores.
- No hace diferencia entre los distintos tipos de carga, residencial, comercial e industrial.
- Se requieren datos del amarre y la facturación de todos los usuarios.

4.2.1.3 Método mediante aproximación.

Este método es una buena aproximación de la demanda para el modelo de potencia constante debido al uso de programas computacionales que disminuyen los errores de los modelos anteriores. Requiere la siguiente información:

- a) Medición de potencia activa y reactiva máxima en el transformador de potencia.
- b) Para cada transformador de distribución se requiere conocer la potencia instalada, el factor de potencia y el factor de carga.

La metodología para obtener el modelo es:

- Calcular el factor de carga aproximado del sistema a partir de los valores de potencia instalada de los transformadores de distribución y la medición realizada en el transformador de potencia.
- Obtener la potencia demandada en cada uno de los transformadores, mediante la siguiente expresión:

$$sDemanda = (f.cTrans.Potencia)(sInstalada) \quad (4.7)$$

- Calcular el residuo r en el transformador de potencia mediante la ecuación

$$|Pot\ medida - Pot\ calculada\ por\ flujo\ de\ carga| = r \quad (4.8)$$

- Calcular el nuevo factor de carga del sistema, afectado por el valor de r , de la siguiente manera:

$$FCTrans.Potencia = \frac{Potencia\ demandada\ medida}{Potencia\ instalada + r} \quad (4.9)$$

- Calcular con el nuevo valor de r , las nuevas potencias demandadas en los transformadores.

El procedimiento se repite hasta que el valor de r sea igual a cero.

Para el ejemplo en la iteración 4 del flujo de carga se presenta un residuo despreciable de 0.053kVA por lo tanto la demanda ha sido modelada, ver tabla 4.2. Para el cálculo de la potencia activa y reactiva se utiliza el valor de la potencia aparente y el factor de potencia en las cargas:

- $Trafo1: S = 46.41kVA, P = 44.09kW, Q = 14.39kVar, Cos\theta = 0.95$
- $Trafo2: S = 32.49kVA, P = 30.87kW, Q = 10.07kVar, Cos\theta = 0.95$
- $Trafo3: S = 46.41kVA, P = 44.09kW, Q = 14.39kVar, Cos\theta = 0.95$
- $Trafo4: S = 69.62kVA, P = 66.14kW, Q = 21.52kVar, Cos\theta = 0.95$

Limitaciones del modelo:

- No tiene en cuenta la característica de la demanda con el tiempo. Se asume que el valor máximo de la carga tendrá un comportamiento constante.
- No hace diferencia entre los distintos tipos de carga, residencial, comercial e industrial.
- Asume igual demanda para los transformadores de distribución de igual capacidad instalada.

Iteración	FC	Datos de entrada							
		Carga 1		Carga 2		Carga 3		Carga 4	
		S[kVa]	Cos Θ	S[kVa]	Cos Θ	S[kVa]	Cos Θ	S[kVa]	Cos Θ
1	0.93	46.5	0.95	32.55	0.95	46.5	0.95	69.75	0.95
2	0.9266	46.33	0.95	32.43	0.95	46.33	0.95	69.5	0.95
3	0.9274	46.37	0.95	32.46	0.95	46.37	0.95	69.56	0.95
4	0.9282	46.41	0.95	32.49	0.95	46.41	0.95	69.62	0.95

Datos de salida	
Subestación	
P[kW]	Q[kVar]
185.65	61.1
184.97	60.87
185.13	60.93
185.3	60.98

Tabla 4.2. Resultados de las iteraciones del flujo de carga

4.2.2 Métodos con técnicas estadísticas

Los métodos con técnicas estadísticas implican mayor número de variables relacionadas con el modelo real de la demanda; se involucra la temperatura, hora del día, tipo de usuario, estaciones del año, entre otros; por esto, los resultados obtenidos son más exactos. Los métodos que se presentan a continuación son: método de potencia constante incluyendo el factor LMF, método para el modelo híbrido con temperatura y el método híbrido con voltaje.

4.2.2.1 Potencia constante incluyendo el factor LMF.

En el año 1997 los investigadores Ghosh, Lubkeman y Jones presentaron una técnica para el modelado de la demanda para ser utilizado en un estimador de estado en sistemas de distribución. Las variables que se tienen en cuenta en este método son: estaciones del año, día de la semana, hora del día, tipo de carga, y se obtiene un modelo de potencia constante el cual se afecta por un coeficiente estadístico denominado factor modelo de carga o LMF. Las herramientas estadísticas utilizadas en las mediciones para obtener el modelo son la media y la desviación estándar, método que sirve para garantizar la confiabilidad en los resultados. Este método requiere de la siguiente información para obtener el modelo:

- a) Medición de potencia activa y reactiva horaria en el transformador de potencia y diferentes transformadores de distribución del sistema.
- b) Información de facturación de todos los usuarios.
- c) Información del tipo de usuario.

La metodología para encontrar el modelo consiste en:

- **Localización de los medidores.** El sistema de distribución se divide en diferentes partes llamadas árboles; en ello se ubican instrumentos de medida para realizar la recolección de datos. La exactitud del modelo se incrementa con el número de medidores instalados. En la figura 4.2 se ilustra la ubicación de los medidores.
- **Recolección de información.** Se debe registrar información de las variables que afectan la demanda.
- **Conocimiento del tipo de usuario y facturación.** Es importante conocer el tipo de usuario y la base de datos del consumo de energía de los usuarios.
- **Construcción de la curva de potencia-tiempo.** Con el uso de herramientas estadísticas como la media y la desviación estándar se validan los datos para obtener las curvas P vs t en cada tipo de usuario, luego las curvas se normalizan para aplicar y comparar el factor LMF en las diferentes cargas en un mismo instante de tiempo.
- **Modelo matemático.** Este modelo de potencia constante se obtiene para todos los nodos de los árboles en que se ha descompuesto el sistema mediante la siguiente ecuación:

$$[P_{i,j,t}] = ([P_{Mtp,t}] - [P_{LOSS,Mtp,t}]) \left[\frac{(LMF_{j,t})(ADC_{i,j})}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^C (LMF_{j,t})(ADC_{i,j})} \right] \quad (4.10)$$

Donde:

$P_{i,j,t}$: Potencia demandada en el nodo i, de todas las cargas pertenecientes a la clase j.

$P_{Mtp,t}$: Potencia medida en el nodo Mtp. Ver figura 4.2

$P_{LOSS,Mtp,t}$: Potencia de pérdidas asumidas en el nodo Mtp.

$LMF_{j,t}$: Factor modelo de carga, propio de cada tipo de carga.

$ADC_{i,j}$: Promedio de demanda diario [kW.h].

j : Tipo de carga.

C : Número de tipos de carga.

N : Número de nodos servidos de potencia a través del nodo Mtp.

t : Tiempo de análisis.

Por otra parte, la demanda total del nodo i es una sumatoria de demandas de todos los tipos de carga como se expresa en la ecuación (5.1)

$$[P_{i,t}] = \sum_{j=1}^C [P_{i,j,t}] \quad (4.11)$$

El modelo desarrolla propias formulaciones de procedimientos estadísticos como la desviación estándar.

$$\sigma[P_{i,j,t}] = \left(\frac{\sigma[LMF_{j,t}]}{[LMF_{j,t}]} [P_{i,j,t}] \right) \quad (4.12)$$

Como limitaciones importantes del modelo, éste requiere información sobre la base actualizada del consumo de los clientes y las mediciones de todas las variables involucradas que ocasionan la elevación de los costos y un tiempo de ejecución mayor.

Para el ejemplo de la figura 4.1 se hacen las siguientes consideraciones en la demanda:

- Se localizan cuatro medidores, uno en cada transformador de distribución T1, T2, T3 y T4; es decir, el número de árboles será igual al número de nodos en el circuito de distribución.
- Los transformadores T1 y T3 serán sólo para carga residencial y los transformadores T2 y T4 son para carga comercial.

En la tabla 4.3 se presenta la facturación de energía activa y reactiva promedio diaria del consumo para cada uno de los árboles del ejemplo.

N° Arbol	Energía activa [kW.h]	Energía reactiva [kVar.h]
1	1104	384
2	768	216
3	1032	336
4	1512	504

Tabla 4.3. Facturación del ejemplo

También se requerirían las curvas típicas en cada uno de los nodos del sistema de distribución, las cuales podrían obtenerse de las mediciones en cada uno de los transformadores de distribución.

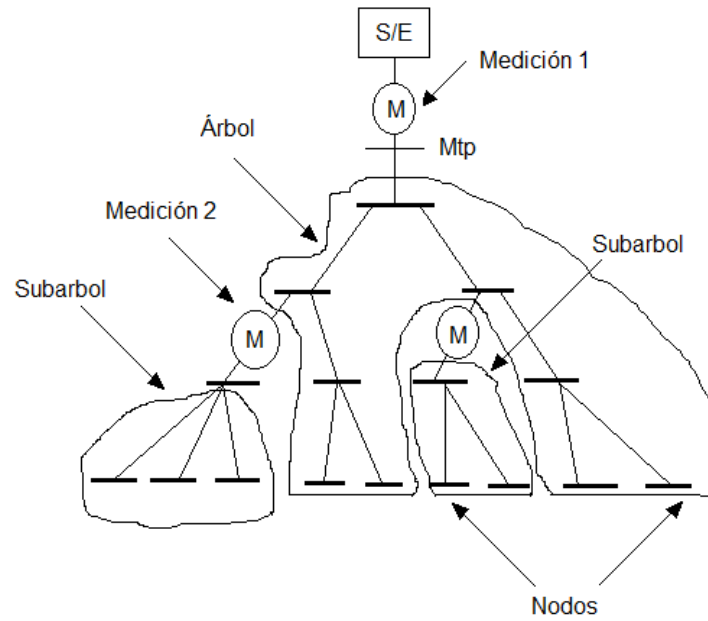


Figura 4.2. Localización de los medidores mediante árboles

Aplicando la ecuación 4.10

- Árbol1 (nodo1)

$$[P1, j, 18] = ([PMtp, 18]) \left[\frac{(LMFj, 18)(ADC1, j)}{\sum_{i=1}^4 \sum_{j=1}^2 (LMFj, 18)(ADCi, j)} \right]$$

$$[P1, j, 18] = (185250) \left[\frac{(LMFj, 18)(ADC1, j)}{(LMF1,18)(ADC1,1) + (LMF2,18)(ADC1,2) + (LMF1,18)(ADC2,1) + (LMF2,18)(ADC2,2) + (LMF1,18)(ADC3,1) + (LMF2,18)(ADC3,2) + (LMF1,18)(ADC4,1) + (LMF2,18)(ADC4,2)} \right]$$

$$[P1,18] = (8.97 \times 10^{-7}) \sum_{j=1}^2 (LMFj, 18)(ADC1, j)$$

$$[P1,18] = (8.97 \times 10^{-7}) \sum_{j=1}^2 (45 \times 10^3)(1104 \times 10^3) = 44552.98W$$

- Árbol 2 (nodo 2)

$$[P2,18] = (185250) \left[\frac{(LMF1,18)(ADC2,1) + (LMF2,18)(ADC2,2)}{206568 \times 10^6} \right] = 19977.98W$$

- Árbol 3 (nodo 3)

$$[P3,18] = (8.97 \times 10^{-7})[(LMF1,18)(ADC3,1)] = 40730.98W$$

- Árbol 4 (nodo 4)

$$[P4,18] = (8.97 \times 10^{-7})[(LMF2,18)(ADC4,2)] = 80019.58W.$$

La validación del modelo se realiza sumando las cargas estimadas y comparándola con la del transformador de potencia a las 18 horas del día (185250 W).

$$44552.98 + 19977.98 + 40730.98 + 80019.58 = 185301.52W.$$

La precisión obtenida del modelo es del 0.08%. Para la potencia reactiva también se realizó el cálculo:

$$Q1,18 = 16704.84Var.$$

$$Q2,18 = 5033.830Var.$$

$$Q_{3,18} = 12528.00Var.$$

$$Q_{4,18} = 26623.35Var.$$

4.2.2.2 Método para el modelo híbrido con temperatura.

En el año 1996 Chen, Hwang y Huang desarrollaron un procedimiento que involucra técnicas estadísticas para obtener un modelo híbrido dependiente de la temperatura, tal como se ilustra en la ecuación (4.13).

$$P = a_0 + a_1T + a_2T^2 \quad (4.13)$$

Éste es válido en regiones donde la variación de la temperatura influya en la demanda como es el caso de Taiwán donde el mayor consumo de potencia se presenta en la estación de verano debido a la carga dominante de los aires acondicionados. La metodología para obtener los parámetros de este modelo híbrido es:

- a) **Definición de la población.** Dado que realizar mediciones a toda la población es costoso, inicialmente se define una muestra sobre la población para realizar mediciones, luego mediante técnicas estadísticas se validan los datos.
- b) **Grupos o estratificación.** La estratificación se obtiene de la facturación suministrada por la electrificadora.
- c) **Encuestas.** El diseño de la encuesta se orientó para determinar el electrodoméstico predominante de la población que más influye en la carga del sistema, la frecuencia de utilización en el día y en el año (época del año).
 - Identificación del electrodoméstico.
El uso del electrodoméstico está relacionado con la época del año donde hace más calor debido a la utilización del aire acondicionado.
 - Instalación de medidores y recolección de medidas.
La instalación de medidores se realiza directamente en el cliente; estos graban cada 15 minutos el consumo de potencia activa y reactiva por un periodo de un año inicialmente y después por un periodo de dos años. De los resultados de esta etapa se determinó la característica de carga de cada cliente con la variación en el tiempo y el pico de demanda.

d) Determinación de la carga patrón.

Con las mediciones realizadas en las diferentes épocas del año se construyen las curvas P Vs t para cada tipo de cliente y se obtiene la carga patrón de cada tipo de cliente con un nivel de confianza del 95%.

e) Análisis estadístico y característica de cada consumidor.

Con las herramientas estadísticas como la media y la desviación estándar se realiza el análisis identificando y descartando los datos que se desvíen para mejorar la exactitud del modelo.

f) Análisis de sensibilidad con la temperatura.

Para obtener la característica de potencia con respecto a la temperatura se deben tener las curvas de potencia y temperatura. El tiempo y el periodo de muestreo debe realizarse en el mismo instante de tiempo.

g) Modelo P Vs T .

Para determinar las constantes de modelo híbrido con la variable de temperatura, representado en una ecuación de segundo orden con sus respectivos coeficientes, se trabaja con la curva media de las mediciones realizadas y se utiliza una desviación estándar de un 5%.

4.2.2.3 Método híbrido para voltaje.

Este modelo fue propuesto por la EPRI y aplicado en la Universidad Industrial de Santander (UIS) para obtener los parámetros del híbrido de demanda en función del voltaje. Esta metodología es aplicable sólo a cargas residenciales y requiere la siguiente información para obtener el modelo:

- Composición de la carga por estrato, la hora del día, los electrodomésticos, la característica del electrodoméstico y los intervalos de utilización.
- Información del amarre de los usuarios.

a) Información de la electrificadora.

- Circuito y transformador de cada usuario.
- Composición de carga por estrato.
- Electrodomésticos predominantes.
- El tiempo de uso de los electrodomésticos.
- La hora del día en que se emplean.

b) Electrodomésticos predominantes.

Se deben identificar los electrodomésticos de mayor uso en cada estrato.

c) Pruebas de laboratorio.

Para cada uno de los electrodomésticos seleccionados se realizan pruebas en el laboratorio para modelar el consumo de potencia en función de las variables de tensión de servicio entre 0.95 y 1.05 del voltaje nominal.

d) Carga agregada por usuario y estrato.

La determinación de la carga por usuario tipo se realiza teniendo en cuenta cuáles electrodomésticos se utilizan en cada estrato para luego determinar el consumo de potencia.

e) Curva de demanda por usuario.

La construcción de la curva P vs t por usuario se realiza con base en la información del horario de uso de los electrodomésticos durante el día; esto se realizó por usuario y por estrato.

f) Intervalos de demanda.

De la curva de demanda se obtienen seis intervalos de estudio: 4:00-8:00am, 8:00-12:00am, 12:00-2:00pm, 2:00-5:00pm, 5:00-10:00pm, 10:00-4:00am. Para cada intervalo se obtiene la demanda promedio a partir de la demanda máxima y el factor de carga.

g) Curvas P Vs V .

La construcción de la curva Potencia vs Tensión se realiza por estrato y por usuario. Esta curva se obtiene con los datos obtenidos en el laboratorio de todos los electrodomésticos por usuario y estrato.

h) Sensibilidad.

Al modelo se le realiza un análisis de sensibilidad a la curva obtenida en el punto anterior para estimar el cambio cuando se varía la carga modificando la cantidad de aparatos en un 30%.

i) Obtención de las constantes por usuario.

Para obtener las constantes k_0 , k_1 y k_2 , del modelo híbrido de potencia por usuario, estrato e intervalo se utiliza una herramienta de optimización. Estas constantes deben cumplir las siguientes restricciones:

$$k_0 + k_1 + k_2 = 1 \quad (4.14)$$

$$k_0^3, k_1^3, k_2^3 \quad (4.15)$$

4.3 Comparación entre los modelos.

En la tabla 4.4 se presentan los resultados de la demanda que fueron obtenidos para las 6 y las 18 horas del día. En las tablas 4.5 y 4.6 se presenta la validación de los modelos obtenidos para el ejemplo 1 para las 6 y 18 horas respectivamente. Se observa que el modelo estadístico del factor LMF es el más preciso para las dos horas estudiadas.

Modelo		T=6 horas	T=18 horas
1. Capacidad del transformador	Tp	110300+J39860	110300+J39860
	T1	44110+J15930	44110+J15930
	T2	-	-
	T3	-	-
	T4	66160+J23890	66160+J23890
2. Facturación	Tp	185360+J60880	185360+J60880
	T1	46310+J16240	46310+J16240
	T2	32220+J9110	32220+J9110
	T3	43290+J14170	43290+J14170
	T4	63430+J21520	63430+J21520
3. Aproximación al FC	Tp	185250+J60520	185250+J60520
	T1	44080+J14380	44080+J14380
	T2	30870+J10070	30860+J10070
	T3	44090+J14380	44080+J14380
	T4	66140+J21520	66120+J21580

4. Factor LMF	Tp	132560+J46810	185400+J61010
	T1	31683+J11752	44552+J16704
	T2	12244+J3131	19977+J5033
	T3	30714+J12253	40730+J12528
	T4	57857+J19615	80019+J26623

Tabla 4.4. Resultados de simulación de los modelos

Modelo	Transformador de pot. (medido)		Transformador de pot. (flujo de carga)			
	P[kW]	Q[kVar]	P[kW]	%	Q[kVar]	%
1. Capacidad del transformador	132.5	46.75	110.3	16.75	39.86	14.74
2. Facturación	132.5	46.75	185.36	39.89	60.88	30.22
3. Aproximación al FC	132.5	46.75	185.25	39.81	60.52	29.45
4. Factor LMF	132.5	46.75	132.56	0.05	46.81	0.13

Tabla 4.5. Validación hora 6

Modelo	Transformador de pot. (medido)		Transformador de pot. (flujo de carga)			
	P[kW]	Q[kVar]	P[kW]	%	Q[kVar]	%
1. Capacidad del transformador	185.25	60.89	110.3	40.46	39.86	34.54

2. Facturación	185.25	60.89	185.36	0.06	60.88	0.02
3. Aproximación al FC	185.25	60.89	185.25	0	60.52	0.61
4. Factor LMF	185.25	60.89	185.4	0.08	61.01	0.2

Tabla 4.6. Validación hora 18

Como se puede observar en los resultados, es importante seleccionar el modelo adecuado de acuerdo a la aplicación que hay que realizar; debido a que la precisión obtenida varía considerablemente. También es fundamental la información que se requiere para cada uno de los modelos; a mayor exactitud requerida, mayor es la información de entrada. Los métodos más exactos son los que utilizan técnicas estadísticas que consideran la variación de la carga con respecto al tiempo, el estrato socioeconómico y el tipo de carga. En Colombia se requiere proponer metodologías con técnicas estadísticas que involucren, además de las variables de los modelos estudiados, la relación con la variación del voltaje y metodologías que permitan encontrar los parámetros a partir de datos experimentales.

4.4 Otras metodologías para encontrar las pseudomediciones de carga

Existen otras metodologías para encontrar la estimación de la demanda; dicha estimación puede ser aplicada como pseudomediciones de carga, implementadas en el conjunto de mediciones necesarias para que el sistema sea observable al momento de realizar la estimación de estado de los sistemas de distribución. Estas metodologías son un poco más complejas que las metodologías descritas en los apartados anteriores; sin embargo, con un poco más de investigación, pueden ser implementadas en trabajos futuros. Las metodologías propuestas proveen una estimación de la carga activa y reactiva en cada SE MT/BT [Pring, 2009]. Las pseudomediciones mencionadas modelan la carga sobre la base de curvas de carga típica de datos de los archivos de facturación de los consumidores y de información geográfica de conectividad de usuarios (GIS AM/FM). Se estima la demanda de los distintos usuarios, valores que, a partir de la información de conectividad, se suman para resultar en un valor estimado de demanda en la SE MT/BT llamado pseudomedición de carga.

En la generación de las pseudomediciones en las SE MT/BT se agrupan las demandas estimadas de todos sus usuarios. Las demandas individuales se determinan desnormalizando las curvas de carga típica con los consumos de energía. Para conocer la cantidad y tipo de usuarios conectados a cada una de las SE MT/BT se utiliza información sobre la conectividad de usuarios contenida en un GIS AM/FM. De esta manera se admite en un mismo nodo la consideración de cargas de distinta clase, incorporando el concepto de diversidad de carga.

4.4.1 Generación de pseudomediciones aplicando redes neuronales artificiales (RNA)

El comportamiento no lineal de la demanda con la temperatura conduce a aplicar RNA para incorporar información sobre el estado del tiempo en el cálculo de pseudomediciones.

Se pueden diseñar y entrenar RNA que puedan modelar el comportamiento típico de los diferentes grupos de usuarios afectados por el estado del tiempo. Para esto se pueden utilizar curvas de carga adaptadas a las condiciones del tiempo para complementar las metodologías para generar pseudomediciones de carga. Debido a que la demanda de cada grupo de usuarios puede tener un comportamiento diferente con el estado del tiempo, se podría entrenar una RNA por cada sector y banda de consumo. En cada RNA se definiría como variable de entrada o explicativa la curva de carga típica del sector. A esta entrada representativa del comportamiento medio del sector o banda se le agregaría la información sobre el estado del tiempo, la cual incluye mediciones de temperatura y de radiación solar. Además como la relación entre la demanda y la temperatura varía con el momento del día, se puede incorporar también como variable de entrada la hora; lo que hace un total de 4 entradas en cada RNA. Para entrenar las redes se utilizaría como variable explicada o de salida, el valor medio de las mediciones de demanda en los usuarios de cada sector y banda, realizando el cálculo en cada periodo de entrenamiento que corresponda con el instante en que se mide temperatura y radiación solar. De esta manera se podrían mejorar los resultados obtenidos anteriormente para la estimación de la demanda, y poder, así, ser aplicada como pseudomediciones de carga.

4.4.2 Modelo fuzzy de pseudomediciones de carga en SE MT/BT

Debido a la falta de mediciones de campo los datos utilizados en el análisis de las redes de distribución tienen diferentes niveles de incertidumbre [Chan, 2002]. Con el objetivo de tener en cuenta la incertidumbre de la demanda numerosas propuestas modelan la carga con números fuzzy [Chan, 2002]. Es por esto que otra metodología para las pseudomediciones de carga es el modelo fuzzy propuesto por [Chan, 2002] que en base al principio de consistencia posibilidad-probabilidad convierte las cargas inciertas en funciones de membrecía fuzzy.

Las pseudomediciones de carga no son representadas con un único valor, sino con un valor medio y una desviación estándar, a partir de los cuales se determina el intervalo de las pseudomediciones con un cierto nivel de confianza. El intervalo de confianza es un medio para acotar la incertidumbre; cuando se utilizan números fuzzy, la posibilidad de que una carga tome un determinado valor es traducida en una función de distribución de posibilidad mediante la asignación de un nivel de membrecía a cada posible valor de carga.

5. Capítulo V: Estimación de estado en sistemas eléctricos de distribución

El análisis en las redes eléctricas de distribución implica desarrollar los estudios de flujos de potencia, cortocircuitos, estimación de estado o regímenes transitorios, siendo estos estudios los más comunes; sin embargo, debido a la complejidad que presentan estas redes de distribución, no se tienen fuertemente establecidas las metodologías para estos estudios como se tiene en los sistemas eléctricos de potencia. Se pueden tener, en ciertos nodos de la red cambios en su configuración de línea, cambios de líneas trifásicas a bifásicas o monofásicas, además de un constante crecimiento de la red y el aumento de la demanda en cualquier momento.

Todos estos cambios alteran el estado de la red; por ello, para tener una correcta operación del sistema de distribución desde un centro de control, es conveniente implementar los estudios antes mencionados, como se hace para los sistemas eléctricos de potencia, con modificaciones en sus metodologías.

La estimación de estado en redes eléctricas es una herramienta que dará como resultado una estimación del estado de operación de la red (magnitudes y ángulos nodales). Teniendo en cuenta que en los capítulos 3 y 4 se trataron los temas de la identificación de los errores de topología y los modelos para estimar la carga en los sistemas de distribución, hay que mencionar que estos dos tipos de datos son los que se requieren para un estimador de estado; además, ya que en las redes de distribución existe el problema para adquirir las mediciones, debido a que se tienen muy pocos instrumentos de medición conectados en la red que proporcionen estos datos, se hace necesario que las pseudo-mediciones, los resultados de estudios de flujos de potencia y la asignación de carga se utilicen como mediciones.

El método de Newton se utiliza para resolver mínimos cuadrados ponderados, en el cual se forman una matriz Jacobiana y de Ganancia que se calculan durante cada iteración; varios autores en sus trabajos [Lik, 1996]-[Mesut, 1995], utilizan estas matrices dispersas y de gran tamaño formadas debido a la naturaleza radial y multifase del alimentador de distribución. Manejar estas matrices de gran tamaño hace que se aumente la complejidad del problema; ello implica el uso de técnicas de empaquetamiento de matrices y, probablemente, fallas de convergencia durante la solución [Thuk, 1999]. El estimador de estado para redes de distribución presentado en este trabajo utiliza la técnica de barrido progresivo-regresivo utilizada en el estudio de flujos de potencia mostrado en [Shir, 1995].

5.1 Estimación de estado por mínimos cuadrados ponderados

El método que más se utiliza para resolver la estimación de estado es el de mínimos cuadrados ponderados. El término mínimos cuadrados describe un problema muy frecuente para resolver sistemas de ecuaciones lineales sobre determinados; esto es, sistemas lineales con más ecuaciones que incógnitas. En tal caso, en lugar de resolver las ecuaciones de manera exacta, se busca minimizar la suma de los cuadrados de los residuos; en otras palabras, tiene la función de minimizar la suma de los residuos de las mediciones elevadas al cuadrado [Trejo, 2011]. En ese orden de ideas, al igual que en el capítulo 3, la función objetivo queda definida como se muestra en las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3:

$$f = \min(J(x)) = \sum_{i=1}^m w_i(z_i - h_i(x))^2 = [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \quad (5.1)$$

Sin embargo, a diferencia que en el capítulo 3, la estimación de estado del sistema de distribución tiene como variables de estado el ángulo y la magnitud de la tensión, como normalmente se usa; luego, se estima el valor de $\hat{\chi}$ que se obtiene por el siguiente procedimiento iterativo:

$$G(x^k)\Delta x^k = -g(x^k) \quad (5.2)$$

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (5.3)$$

Donde $g(x)$ es el gradiente de $J(x)$, y $G(x)$ es la matriz de ganancia que depende del método usado para resolver el problema de minimización (Gauss-Newton o Newton Raphson).

Teniendo en cuenta que las variables de estado son la magnitud de la tensión y el ángulo, la función objetivo a minimizar queda expresada como (5.4)

$$J(Vj, \delta j) = \frac{1}{2} [z - h(Vj, \delta j)]^T W [z - h(Vj, \delta j)] \quad (5.4)$$

Donde z , W y $h(Vj, \delta j)$ representan el vector de mediciones, el peso y el vector que relaciona las mediciones con las variables de estado.

Para encontrar la condición de optimalidad de primer orden se tiene que:

$$H(Vj, \delta j) = \frac{\partial h(Vj, \delta j)}{\partial (Vj, \delta j)} \quad (5.5)$$

Donde $H(Vj, \delta j)$ es la matriz jacobiana de mediciones; por lo que, para dar solución a la expresión en (5.4), se obtiene mediante el método iterativo Newton del cual se tiene la solución mostrada en la ecuación (5.6), normalmente llamada ecuación normal del

problema de mínimos cuadrados ponderados. De lo anterior se obtiene la corrección ΔV_j^{k+1} en una iteración k , y, de esta, el vector de estado de la rama.

$$[H(V_j^k)^T W H(V_j^k)] \Delta V_j^{k+1} = [H(V_j^k)]^T W [z - h(V_j^k)] \quad (5.6)$$

El tamaño de la matriz jacobiana y matriz de ganancia $H(V_j^k)^T W H(V_j^k)$ serán $m \times 2$ y 2×2 respectivamente, siendo m el número de mediciones en la rama. Esto para sistemas monofásicos sin embargo si se trabaja con redes bifásicas o trifásicas la matriz Jacobiana y de ganancia tendrá un tamaño máximo $m \times 6$ y 6×6 de y por rama respectivamente.

Después de obtener el vector de estado del sistema se obtiene una inyección de potencia equivalente estimada para el bus de envío i por la siguiente fórmula ().

$$Se_{qu - ij} = \frac{(V_i - V_j)^*}{Z_{ij}^*} V_i \quad (5.7)$$

Donde Z_{ij} es la impedancia serie de esta rama.

V_i : Voltaje referencia en nodo i .

V_j Voltaje estimado en nodo j .

La varianza para esta inyección de potencia equivalente estimada es obtenida de la siguiente forma:

$$\sigma^2(Pe_{qu - ij}) = \sigma^2(P_j) \quad (5.8)$$

$$\sigma^2(Qe_{qu - ij}) = \sigma^2(Q_j) \quad (5.9)$$

5.1.1 Mediciones a utilizar en el sistema eléctrico de distribución

Los tipos de mediciones que normalmente se utilizan en un algoritmo de estimación de estado en redes eléctricas son las siguientes:

- **Medición de flujo de potencia activa y reactiva.**
- **Medición de inyección de potencia activa y reactiva.**
- **Medición de voltaje nodal.**
- **Medición de flujo de corriente.**

Varios algoritmos se han sugerido para la estimación de estado en sistemas de transmisión. Todos estos algoritmos generan resultados aceptables por la gran redundancia que se tiene en las mediciones; por otro lado, debido al gran número y tipo de consumidores que se encuentran en las redes de distribución, tales como consumidores industriales, comerciales o residenciales, es impráctico medir a todos estos demandantes de energía en tiempo real y

obtener las mediciones antes mencionadas. A nivel distribución son escasas las mediciones; debido a esto, las maneras para obtener los cuatro tipos de mediciones enlistadas en el párrafo anterior, se harán por medio de pseudo-mediciones, datos de estudios de flujo de potencia y asignación de carga. Observar la Figura 5.1. Las mediciones obtenidas también tendrán errores; comúnmente se asume que tienen una distribución normal Gaussiana.

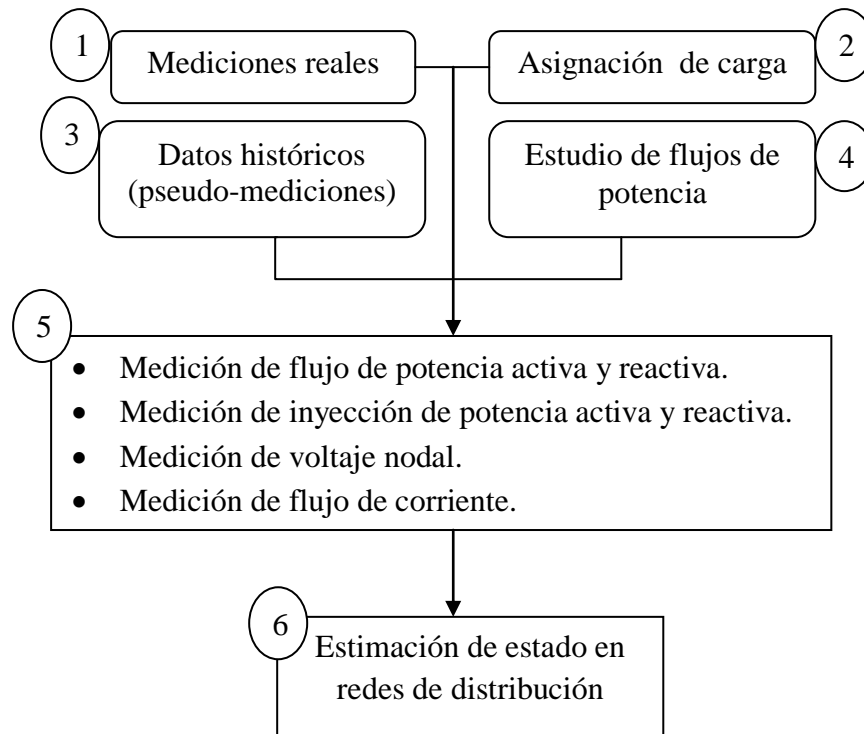


Figura 5.1. Mediciones de entrada de una EERD

Por otro lado, el consumo de energía es una medición que se tiene para todos los diferentes demandantes de energía; sin embargo, en el algoritmo de estimación de estado, aún no se usa esta medición; queda, entonces, como una posibilidad de uso para trabajos futuros.

A continuación de la Figura 5.1 se describirá brevemente en qué consisten los cuatro primeros bloques.

5.1.1.1 Mediciones reales.

El hablar de mediciones reales se refiere a mediciones obtenidas por equipos de medición conectados en la red de distribución del cual se ha obtenido una lectura en un instante; sin

embargo, por lo regular, el único equipo de medición conectado en la mayoría de las redes de distribución se encuentra en la subestación. Por razones económicas y por el gran número de alimentadores es impráctico instalar medidores en toda la red. La incertidumbre correspondiente para estas mediciones depende de la precisión del instrumento de medición. Con esta incertidumbre se establece un factor de ponderación o peso para estas mediciones.

5.1.1.2 Pseudo-mediciones.

Por lo regular son valores de carga que son derivados de datos históricos. Ya que las cargas no se miden y sus valores derivados son inciertos, estos actúan como variables aleatorias. Estas variables aleatorias (cargas), probablemente tomen valores entre las demandas mínimas y máximas en los diferentes nodos. La probabilidad de la variable aleatoria de tomar un valor es medido a través de una función de distribución de probabilidad; y si esta variable aleatoria sigue una distribución normal, la varianza de esta distribución mide la incertidumbre. Para el cálculo del factor de ponderación a pseudomediciones suelen ser datos estadísticos; por tal motivo se considera un rango de error que puede estar dentro de un $\pm 10\%$ a $\pm 30\%$. Con este porcentaje de error se calcula una desviación estándar con la expresión de la ecuación 3.5. La deducción de dicha fórmula se puede encontrar en la misma referencia citada en esta sección.

$$\sigma = \frac{\mu_{zi} * \%error}{3 * 100} \quad (5.10)$$

Donde, μ_{zi} es el valor real de la medición

5.1.1.3 Datos de flujos de potencia.

Cuando se tenga un pequeño grupo de mediciones, los resultados de un estudio de flujos de potencia pueden ser usados como información en el grupo de mediciones.

Puesto que estos datos no proviene del sistema de medición en tiempo real, la manera de manejar estos datos de flujos de potencia, en cuanto a su ponderación, se pueden alterar entre 1 a 3 %, y la desviación estándar se calcula con la siguiente expresión [Sing, 2010].

$$\sigma = \frac{zt * \%error}{3 * 100} \quad (5.11)$$

Donde zt es el valor real de la medición, (dato de un estudio de flujo de potencia).

5.1.1.4 Asignación de carga.

Para garantizar el problema de observabilidad del sistema es conveniente desarrollar asignación de carga o tomar todos los datos de carga nodal que se tengan como mediciones, garantizando la observabilidad topológica y numérica del sistema. Algunos algoritmos para determinar asignación de carga se encuentran en las referencias [Ghos, 1997] -[Wang, 2001], de donde se obtienen las mediciones de inyección de potencia activa y reactiva (cargas) con su respectivo factor de ponderación.

5.2. Ordenamiento en estructura de niveles.

El ordenamiento en estructuras de niveles es básico para la implementación de barridos progresivos regresivos, usados para resolver estudios de flujos de potencia en sistemas de distribución monofásicos o trifásicos con eficientes resultados [Shir, 1995]. Los barridos progresivos regresivos también se usarán para resolver el problema de estimación de estado en sistemas de distribución, por lo que un ordenamiento en estructuras de niveles se desarrollará como primer paso.

Conociendo el número de nodos y elementos, así como la conectividad de estos, se realiza un ordenamiento de nodos y elementos (ramas) en capas o niveles desde el nodo raíz (nodo en la subestación). Esto es llamado “Ordenamiento en estructura de niveles a partir de una raíz”. Usualmente de un alimentador de distribución se cuenta con un diagrama geográfico que puede ser ordenado en niveles. Figura 5.2.

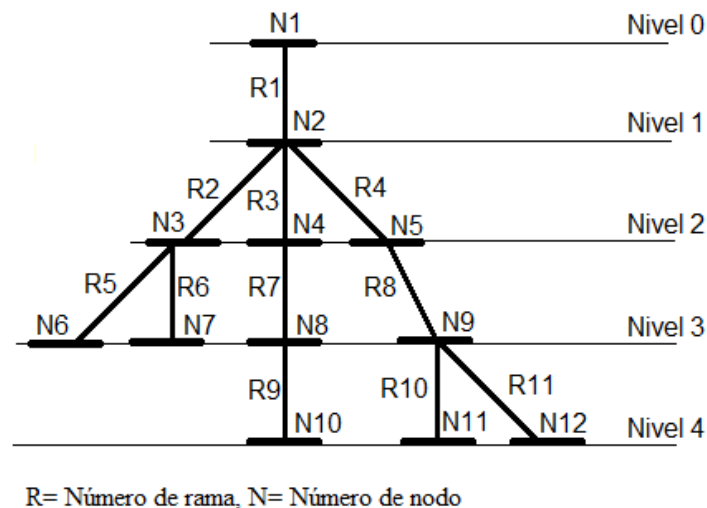


Figura 5.2. Alimentador de distribución radial

Este ordenamiento se realiza mediante algoritmos y teoría de grafos que se basan en hacer recorridos sobre la estructura grafica. Existen dos tipos de recorridos de grafos útiles en problemas de redes eléctricas, citados a continuación:

- 1.- Recorrido de bus búsqueda profunda (DFS)
- 2.- Recorrido de bus búsqueda amplia (BFS)

El ordenamiento de la Figura 5.2 se resume en la Tabla 5.1, mostrando cómo se visitarán

Nodo i	N1	N2	N3	N4	N5	N8	N9			
Nodo j	N2	N3N4 N4	N6N7	N8	N9	N10	N11N12			
Barrido progresivo										
N1-N2	N2-N3	N2-N4	N2-N5	N3-N6	N3-N7	N4-	N5-N9	N8-N10	N9-N11	N9- N12
Barrido Regresivo										
N12-N9	N11-N9	N10-N8	N6-N3	N7-N3	N8-N4	N9-N5	N3-N2	N4-N2	N5-N2	N2- N1

Tabla 5.1. Ordenamiento de un alimentador de distribución radial

5.3 Metodología para la estimación de estado en sistemas eléctricos de distribución

El procedimiento para la metodología de la estimación de estado en sistemas eléctricos de distribución comienza asumiendo que el sistema de distribución es trifásico, con n números de nodos y m número de ramas conectadas radialmente; de acuerdo a esto, la función objetivo queda escrita como:

$$f = \min(J(x)) = \sum_{l=1}^n J_l(x) = \sum_{l=1}^n \sum_{i=1}^{ml} w_{li} (z_{li} - h_{li}(x))^2 \quad (5.12)$$

Donde:

l : son las ramas del sistema radial.

ml : es el número de mediciones en la rama l .

También cada rama ahora tiene subconjuntos de mediciones como se enlista a continuación:

$$M = \{|V_i^p|, |V_j^p|, |I_{ij}^p|, P_{ij}^p, Q_{ij}^p, P_j^p, Q_j^p\} \quad (5.13)$$

p = fase “a”, “b” o “c”.

$|V_i^p|$ = Medición de magnitud de voltaje nodo i en la fase p .

$|V_j^p|$ = Medición de magnitud de voltaje nodo j en la fase p .

$|I_{ij}^p|$ = Medición de magnitud de flujo de corriente en la fase p .

P_{ij}^p = Medición de magnitud de flujo de potencia activa en la fase p .

Q_{ij}^p = Medición de magnitud de flujo de potencia reactiva en la fase p .

P_j^p = Medición de magnitud de inyección de potencia activa (carga) en la fase p .

Q_j^p = Medición de magnitud de inyección de potencia reactiva (carga) en la fase p .

Con estos subconjuntos de mediciones, una vez se tenga el ordenamiento en estructura de niveles (ordenamiento nodal), se comienza con el barrido regresivo, empezando desde las ramas en la última capa o nivel, aplicando estimación de estado por rama para conocer el vector de estado y la inyección de potencia equivalente estimada de estas ramas. Después de este cálculo, en todas las ramas de la ultima capa se hace el recorriendo hacia las ramas conectadas aguas arriba, considerando que una nueva medición de inyección de potencia emane desde el bus i , sea obtenida mediante la suma de las potencias equivalentes estimadas de las ramas aguas bajo y estén conectadas a un mismo nodo como se ve en la Figura 5.3.

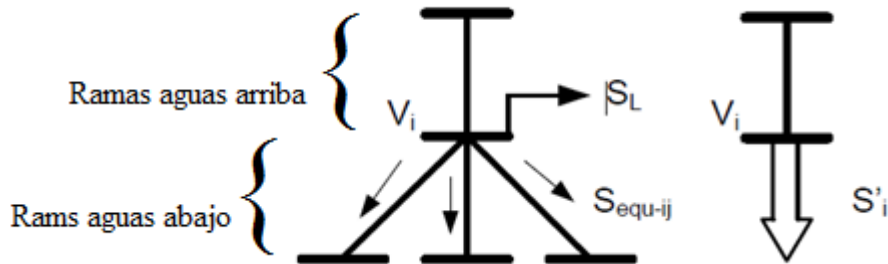


Figura 5.3. Inyección de potencia equivalente

La siguiente ecuación ilustra también lo antes descrito.

$$Si' = SL + \sum_l Sequ - l \quad (5.14)$$

Donde: l es la rama conectada al nodo i y SL es la carga conectada al nodo.

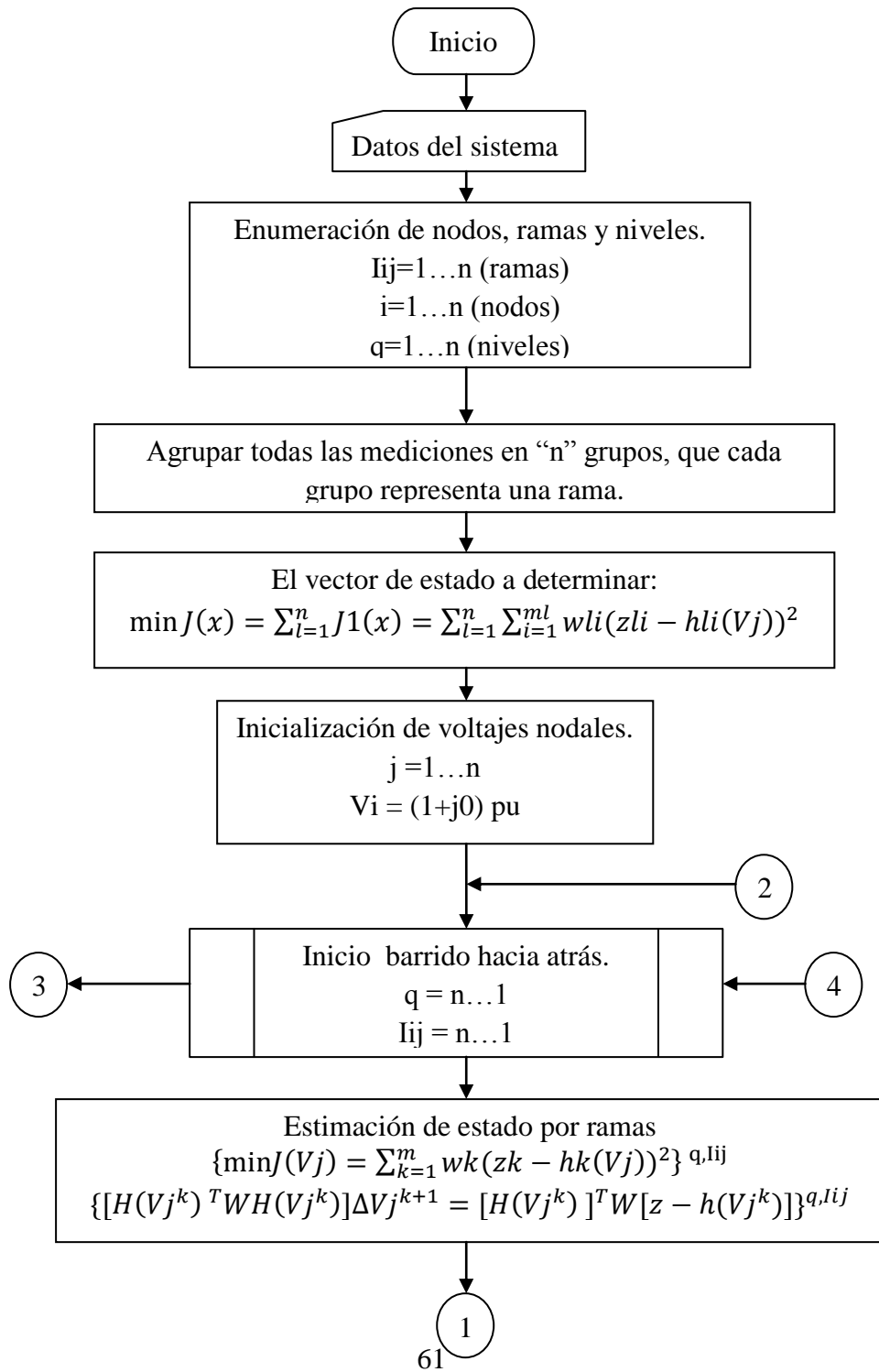
Las varianzas para las inyecciones de potencias equivalentes también son calculadas asumiendo que las cargas son variables aleatorias independientes. Este proceso se realiza recorriendo el alimentador hasta llegar al nodo raíz en la subestación, terminando con el barrido regresivo. Dando paso al inicio del barrido progresivo moviéndose a lo largo del alimentador, desde el nodo raíz hasta el último nodo en la última capa, donde se corregirán los voltajes estimados, usando las inyecciones de potencia estimadas en las ramas calculadas en el barrido regresivo mediante la siguiente ecuación.

$$\begin{bmatrix} Vj^a \\ Vj^b \\ Vj^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Vi^a \\ Vi^b \\ Vi^c \end{bmatrix} - [Zabc] * \begin{bmatrix} Sequ - ij^a / Vi^a \\ Sequ - ij^b / Vi^b \\ Sequ - ij^c / Vi^c \end{bmatrix}^* \quad (5.15)$$

El proceso iterativo comienza una vez terminado el barrido progresivo y los valores de voltajes nodales obtenidos en este barrido, se usarán en la siguiente iteración repitiendo ambos barridos hasta que el error máximo de voltaje sea menor que una tolerancia planteada, ecuación (5.16).

$$\left\| \begin{bmatrix} Vj^{a,k} \\ Vj^{b,k} \\ Vj^{c,k} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Vj^{a,k+1} \\ Vj^{b,k+1} \\ Vj^{c,k+1} \end{bmatrix} \right\| < tol \quad (5.16)$$

En la siguiente figura se muestra el diagrama de flujo para el algoritmo de estimación de estado en redes eléctricas de distribución.



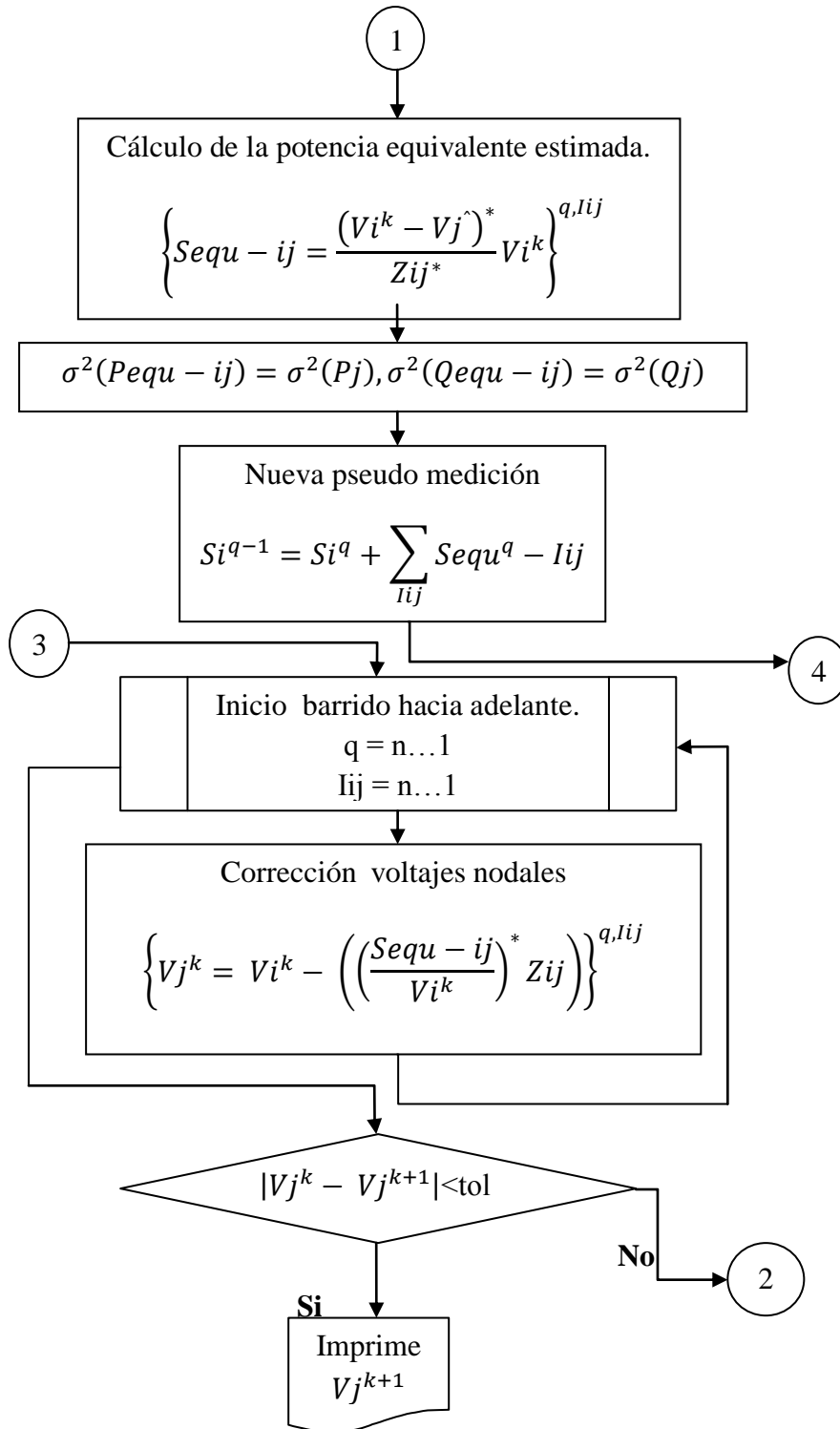


Figura 5.4. Diagrama de Flujo para Estimación de Estado en Sistemas de Distribución.

5.4 Validación del algoritmo propuesto para los sistemas de prueba de 4 y 11 nodos.

Para probar el funcionamiento del algoritmo para la estimación de estado en sistemas de distribución, se han dispuesto dos sistemas de prueba, uno de 4 nodos para probar el funcionamiento básico del programa y otro sistema de 11 nodos que es un poco más robusto para tener una idea del alcance que puede llegar a tener el algoritmo.

5.4.1 Sistema de prueba de 4 nodos

Inicialmente se probó el sistema de prueba IEEE de 4 nodos con el objetivo de observar un comportamiento básico del programa, para posteriormente hacer la prueba con un sistema de prueba más robusto. El sistema de prueba de 4 nodos se muestra en la figura 5.5.

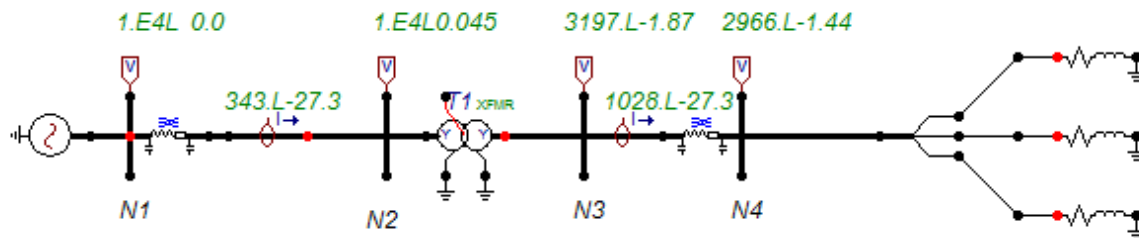


Figura 5.5 Sistema de prueba IEEE de 4 nodos en ATPDraw

Los datos de entrada al sistema de 4 nodos, son los correspondientes al vector Z para la estimación de estado de dicho sistema, básicamente se trata de las mediciones a utilizar las cuales ya fueron mencionadas en este capítulo; para obtener los valores en por unidad de las mediciones se tienen las siguientes bases del sistema

$$Sbase = 6MVA \text{ y } Vbase = 12.470kV.$$

Como se mencionó anteriormente la única medición de tensión con la que se cuenta generalmente en los sistemas de distribución es la medición de tensión en la subestación, la cual por lo general es el nodo 1 que normalmente se toma como referencia, dicha medición se muestra en la tabla 5.2 para el sistema de 4 nodos.

Nodo	Medición de tensión		
	Fase “A”	Fase “B”	Fase “C”
	$ Va $ (kV)	$ Vb $ (kV)	$ Vc $ (kV)
1	12.470	12.470	12.470
- No hay medición			

Tabla 5.2 Medición de tensión para el sistema de prueba IEEE de 4 nodos

Las mediciones para la inyección de potencia en el sistema de prueba de 4 nodos se tomaron directamente del test feeder de la IEEE correspondiente a este sistema, asumiendo que dichos valores tienen un margen de error muy pequeño, son tomados en un instante de tiempo y por lo tanto serían valores muy aproximados a los valores reales del sistema, dichos valores se muestran en la tabla 5.3.

Nodo (j)	Medición de inyección de potencia					
	Fase “A”		Fase “B”		Fase “C”	
	Pj (kW)	Qj (kVar)	Pj (kW)	Qj (kVar)	Pj (kW)	Qj (kVar)
1	-	-	-	-	-	-
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	1800	871.78	1800	871.78	1800	871.78
Nodo (j)	Fase “A”		Fase “B”		Fase “C”	
	Pj (p.u)	Qj (p.u)	Pj (p.u)	Qj (p.u)	Pj (p.u)	Qj (p.u)
1	-	-	-	-	-	-
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0.3	0.1453	0.3	0.1453	0.3	0.1453

Tabla 5.3 Medición de inyección de potencia para el sistema de prueba IEEE de 4 nodos

Las mediciones para los flujos de potencia en el sistema de prueba de 4 nodos se tomaron de un estudio de flujo de potencia que se realizó en el programa ATP Draw, asumiendo que los valores de los parámetros como las impedancias tienen un margen de error muy pequeño, son tomados en un instante de tiempo y por lo tanto serían valores muy aproximados a los valores reales del sistema, dichos valores se muestran en la tabla 5.4.

Línea	Nodos (i-j)	Medición de flujos de potencia					
		Fase "A"		Fase "B"		Fase "C"	
		Pij (p.u)	Qij (p.u)	Pij (p.u)	Qij (p.u)	Pij (p.u)	Qij (p.u)
1	1-2	15.3627	7.7203	13.2661	12.0266	1.5828	25.9918
2	2-3	15.2398	7.6884	13.2168	11.8580	1.3569	26.4654
3	3-4	14.6827	6.8016	13.8211	10.8961	0.0789	28.4996

Tabla 5.4 Medición de flujos de potencia para el sistema de prueba IEEE de 4 nodos

5.4.2 Sistema de prueba de 11 nodos

Para el sistema de prueba de 11 nodos al igual que el sistema de prueba de 4 nodos, se asumió que los parámetros de la red y las pseudomediciones de carga tienen un margen de error muy pequeño; es decir, que tienen un comportamiento muy similar al real tomado como inyecciones de potencia activa y reactiva, el sistema de prueba de 11 nodos se crea a partir del sistema de 13 nodos IEEE que se muestra en la figura 5.6.

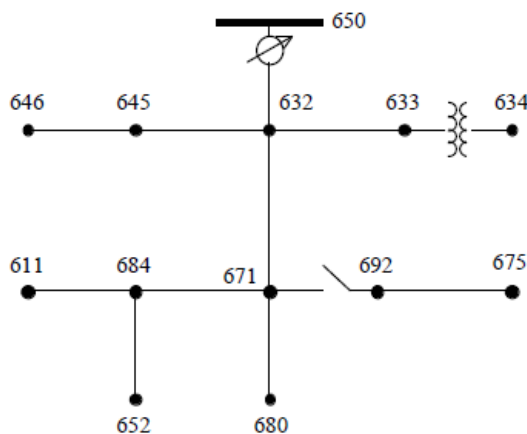


Figura 5.6 Sistema de prueba IEEE de 13 nodos.

A este sistema de prueba de 13 nodos, IEEE [Test, 2000] se le realizaron las siguientes modificaciones:

- 1) Se omiten el regulador de voltaje, el transformador e interruptor y se quitan el segmento de línea y los nodos correspondientes.

2) La carga distribuida y los distintos modelos de carga se cambian a cargas de potencia constante aterrizada.

3) Se hace un renombramiento del número de nodos como se muestra en la Tabla

Estas modificaciones hacen que el sistema de prueba IEEE de 13 nodos quede de 11 nodos como se observa en la tabla 5.5 y en la figura 5.7:

Número de Nodo										
650	632	633	645	646	671	675	684	611	652	680
1	2	5	3	6	4	9	7	10	11	8

Tabla 5.5 Renombramiento de número de nodos para el sistema de 11 nodos

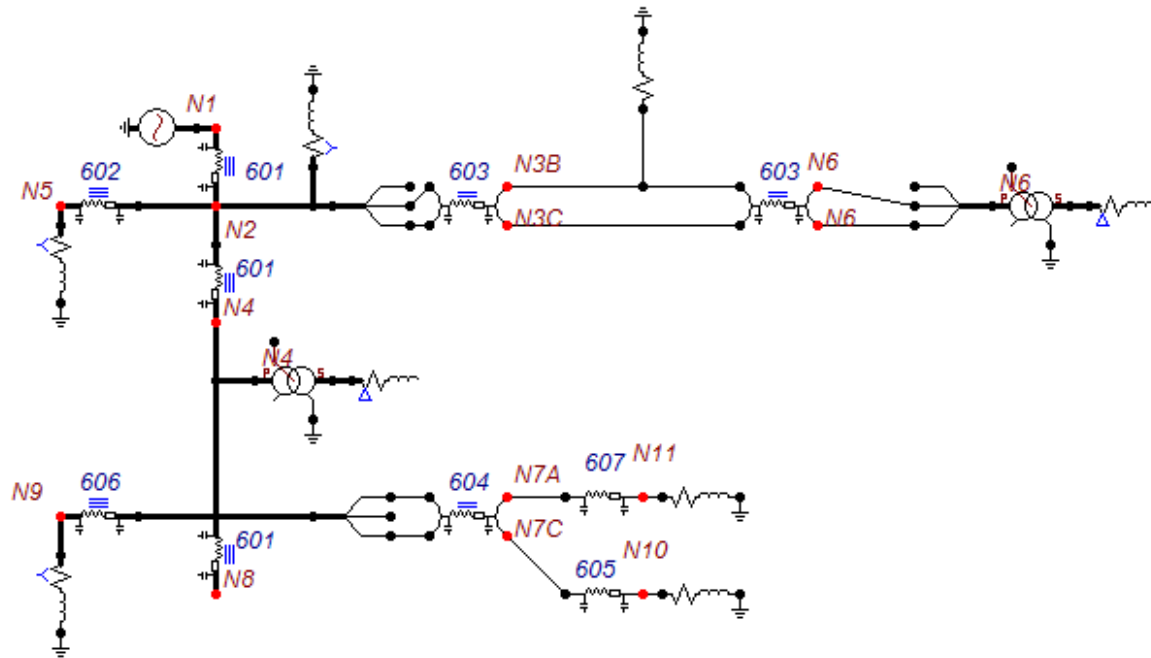


Figura 5.7 Sistema eléctrico de distribución de 11 nodos en ATPDraw

Los datos de entrada al sistema de 11 nodos, son los correspondientes al vector Z para la estimación de estado de dicho sistema, básicamente se trata de las mediciones a utilizar las cuales ya fueron mencionadas en este capítulo; para obtener los valores en por unidad de las mediciones se tienen las siguientes bases del sistema

$S_{base} = 100kVA$ y $V_{base} = 2401.77V$.

Como se mencionó anteriormente la única medición de tensión con la que se cuenta generalmente en los sistemas de distribución es la medición de tensión en la subestación, la cual por lo general es el nodo 1 que normalmente se toma como referencia, dicha medición se muestra en la tabla 5.6 para el sistema de 11 nodos.

Nodo	Medición de tensión		
	Fase “A”	Fase “B”	Fase “C”
	$ Va $ (V)	$ Vb $ (V)	$ Vc $ (V)
1	2401.77	2401.77	2401.77
- No hay medición			

Tabla 5.6 Medición de tensión para el sistema de prueba de 11 nodos

Las mediciones para la inyección de potencia en el sistema de prueba de 11 nodos se tomaron directamente de la referencia [Trejo, 2011], la cual asume que dichos valores de medición tienen un margen de error muy pequeño, son tomados en un instante de tiempo y por lo tanto serían valores muy aproximados a los valores reales del sistema, dichos valores se muestran en la tabla 5.7.

Nodo (j)	Medición de inyección de potencia					
	Fase “A”		Fase “B”		Fase “C”	
	Pj (kW)	Qj (kVar)	Pj (kW)	Qj (kVar)	Pj (kW)	Qj (kVar)
1	-	-	-	-	-	-
2	201.0	115.0	225.5	129.0	251.0	144.0
3	-	-	170.0	125.0	80.0	68.0
4	160.0	115.0	125.0	80.0	151.0	90.0
5	160.0	110.0	120.0	90.0	120.0	90.0
6	-	-	230.0	132.0	80.0	60.0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	90.0	60.0	90.0	60.0	90.0	50.0
10	-	-	-	-	170.0	80.0
11	128.0	86.0	-	-	-	-
Nodo (j)	Fase “A”		Fase “B”		Fase “C”	
	Pj (p.u)	Qj (p.u)	Pj (p.u)	Qj (p.u)	Pj (p.u)	Qj (p.u)
1	-	-	-	-	-	-

2	2.010	1.150	2.255	1.290	2.510	1.440
3	-	-	1.700	1.250	0.800	0.680
4	1.600	1.150	1.250	0.800	1.510	0.900
5	1.600	1.100	1.200	0.900	1.200	0.900
6	-	-	2.300	1.320	0.800	0.600
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.900	0.600	0.900	0.600	0.900	0.500
10	-	-	-	-	1.700	0.800
11	1.280	0.860	-	-	-	-

Tabla 5.7 Medición de inyección de potencia para el sistema de prueba de 11 nodos

Las mediciones para los flujos de potencia en el sistema de prueba de 11 nodos también se tomaron directamente de la referencia [Trejo, 2011], la cual asume que los valores de los parámetros como las impedancias tienen un margen de error muy pequeño, son tomados en un instante de tiempo y por lo tanto serían valores muy aproximados a los valores reales del sistema, dichos valores se muestran en la tabla 5.8.

Línea	Nodos (i-j)	Medición de flujos de potencia					
		Fase "A"		Fase "B"		Fase "C"	
		Pij (p.u)	Qij (p.u)	Pij (p.u)	Qij (p.u)	Pij (p.u)	Qij (p.u)
1	1-2	7.55610	5.20620	9.86280	6.84490	9.62470	6.57520
2	2-3	0.00000	0.00000	4.07130	2.62800	1.60120	1.28940
3	2-4	3.80680	2.72190	2.14790	1.41440	4.18170	2.31720
4	2-5	1.60360	1.10550	1.20180	0.90300	1.20330	0.90277
5	3-6	0.0000	0.0000	2.3112	1.32930	0.8000	0.60112
6	4-7	1.29110	0.86669	0.00000	0.00000	1.71140	0.80933
7	4-8	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	4-9	0.90109	0.60082	0.90103	0.60078	0.90089	0.50097

9	7-10	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	1.70530	0.80536
10	7-11	1.28930	0.86353	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Tabla 5.8 Medición de flujos de potencia para el sistema de prueba de 11 nodos

5.4.3 Casos de estudio

En los casos de estudio, se tratan dos sistemas eléctricos de distribución, donde se busca primeramente comprobar el funcionamiento del algoritmo de estimación de estado (caso1) para luego introducir una perturbación en los sistemas de prueba (caso2), además como ya se mencionó anteriormente los datos de la carga son tomados como mediciones de inyección de potencia activa y reactiva. La ponderación correspondiente a estas mediciones se calculan con forme a la ecuación (5.11), además se tendrá una sola medición de voltaje en el nodo uno, representando la medición de voltaje en la subestación en ambos sistemas de prueba.

5.4.3.1 Caso de estudio 1 para el sistema de prueba de 4 nodos

Con el esquema de mediciones mostrado anteriormente en las tablas para el sistema de prueba de 4 nodos se procede a obtener el vector de estado mediante el estimador de estado para redes de distribución (EERD) desarrollado en este trabajo.

Para demostrar la eficacia del algoritmo EERD, se realiza previamente un estudio de flujos de potencia en el simulador ATP Draw, para obtener un reporte completo del estado del sistema que se toma como estado base y se compara con el vector de estado estimado. Tal comparación se aprecia en las tablas siguientes:

Nodo	Fases	Vector de estado base		Vector de estado estimado	
		Voltaje (V)	δ (grados)	Voltaje (V)	δ (grados)
1	“A”	12470.000	0	12470.000	0
	“B”	12470.000	-120	12470.000	-120
	“C”	12470.000	120	12470.000	120
2	“A”	10108.227	0.009	10769.092	0.0105
	“B”	10096.678	-119.704	10166.791	-119.330
	“C”	10361.607	119.450	10453.601	120.745
3	“A”	3196.719	-1.826	3366.900	-0.825
	“B”	3338.488	-116.057	3455.437	-119.106
	“C”	3717.464	116.674	3471.648	120.969
4	“A”	2919.946	-0.839	3036.445	-0.802
	“B”	3041.305	-111.961	3043.927	-119.124
	“C”	2919.633	112.358	3007.764	120.951

Tabla 5.9 Solución de la estimación de estado para el sistema de prueba de 4 nodos caso 1

Nodo	Fases	% Error	
		Magnitud	Angulo
1	"A"	0.000000	0.000000
	"B"	0.000000	0.000000
	"C"	0.000000	0.000000
2	"A"	6.537892	16,666667
	"B"	0.694417	0,312437
	"C"	0.887835	1,084136
3	"A"	5.323615	54,819277
	"B"	3.503053	2,627157
	"C"	6.612465	3,681197
4	"A"	3.989766	4,410012
	"B"	0.086213	6,397764
	"C"	3.018564	7,647876

Tabla 5.10 Error entre los vectores de estado base y estimado sistema de 4 nodos caso 1

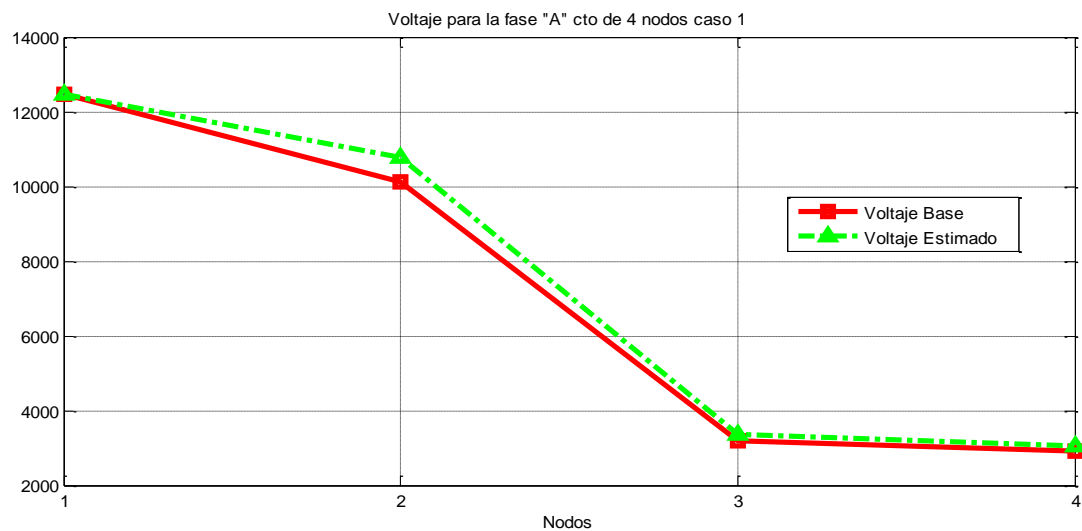


Figura 5.8 Perfil de voltaje para la fase A del sistema de distribución de 4 nodos caso 1

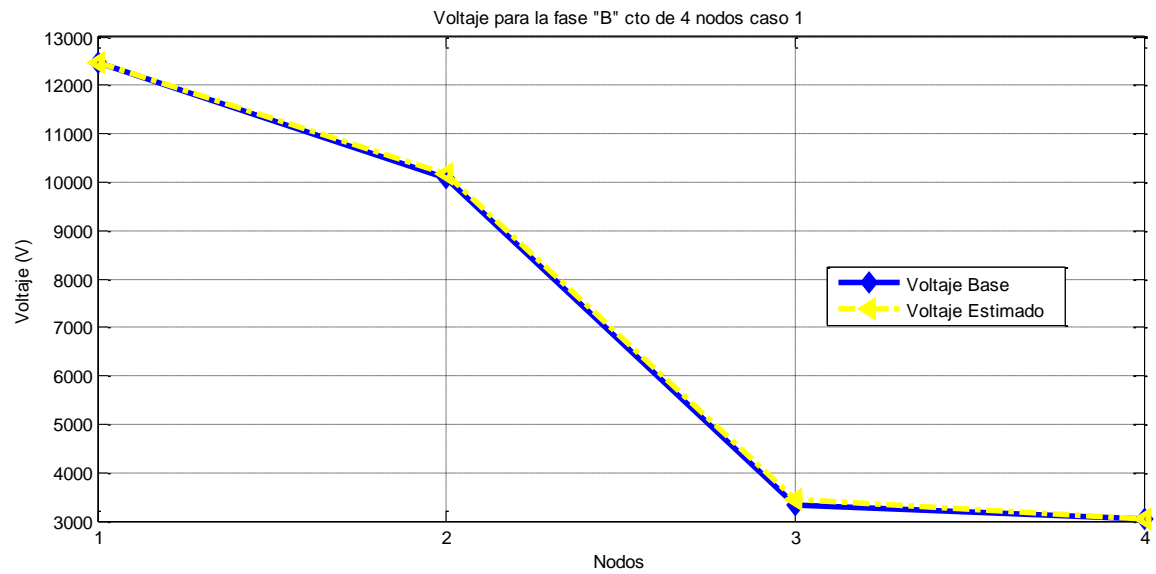


Figura 5.9 Perfil de voltaje para la fase B del sistema de distribución de 4 nodos caso 1

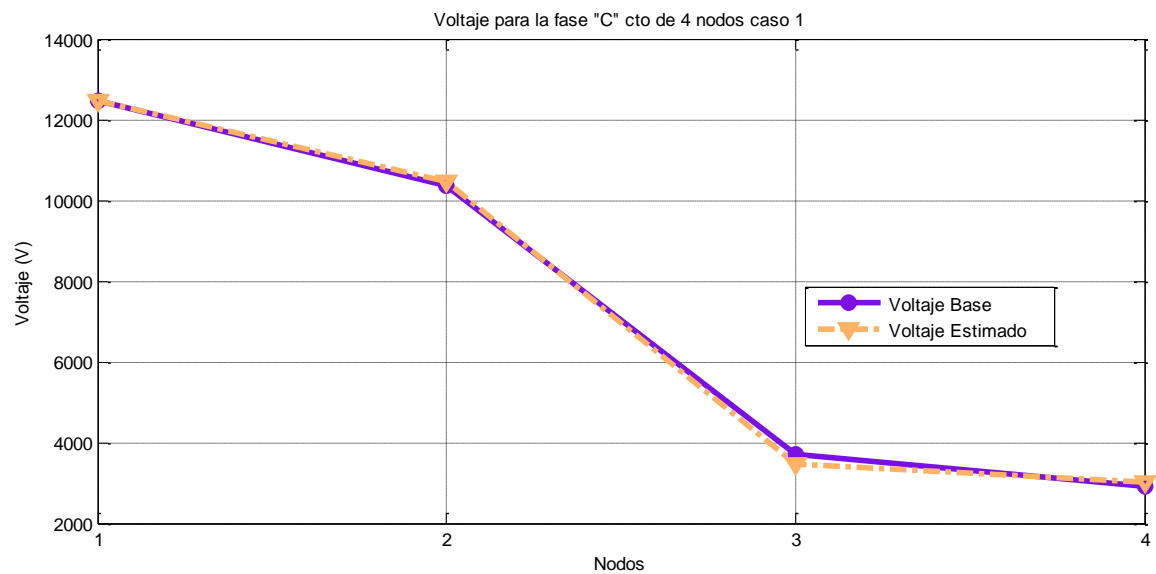


Figura 5.10 Perfil de voltaje para la fase C del sistema de distribución de 4 nodos caso 1

5.4.3.2 Caso de estudio 1 para el sistema de prueba de 11 nodos

Con el esquema de mediciones mostrado anteriormente en las tablas para el sistema de prueba de 11 nodos se procede a obtener el vector de estado mediante el estimador de estado para redes de distribución (EERD) desarrollado en este trabajo.

Para demostrar la eficacia del algoritmo EERD, se realiza previamente un estudio de flujos de potencia el cual se puede encontrar en la referencia [Trejo, 2011], esto para obtener un reporte completo del estado del sistema que se toma como estado base y se compara con el vector de estado estimado. Tal comparación se aprecia en las tablas siguientes:

Nodo	Fases	Vector de estado base		Vector de estado estimado	
		Voltaje (V)	δ (grados)	Voltaje (V)	δ (grados)
1	“A”	2401.777	0.0	2401.777	0.0
	“B”	2401.777	-120	2401.777	-120
	“C”	2401.777	120	2401.777	120
2	“A”	2338.754	-0.715	2339.129	-0.7164
	“B”	2302.889	-121.962	2302.601	-121.9439
	“C”	2308.999	117.728	2308.772	117.7233
3	“B”	2266.329	-122.062	2266.074	-122.0347
	“C”	2302.096	117.568	2301.804	117.5617
4	“A”	2302.799	-1.665	2303.179	-1.6664
	“B”	2298.588	-122.254	2298.297	-122.2362
	“C”	2259.064	116.936	2258.834	116.9304
5	“A”	2331.435	-0.787	2331.810	-0.788
	“B”	2297.961	-122.013	2297.672	-121.9945
	“C”	2302.400	117.72	2302.174	117.7144
6	“B”	2254.170	-122.116	2253.920	-122.087
	“C”	2300.550	117.517	2300.244	117.5098
7	“A”	2297.920	-1.724	2298.302	-1.7249
	“C”	2250.489	116.906	2250.258	116.9007

8	“A”	2302.799	-1.665	2303.179	-1.6664
	“B”	2298.588	-122.254	2298.297	-122.2362
	“C”	2259.064	116.936	2258.834	116.9304
9	“A”	2299.885	-1.669	2300.266	-1.6704
	“B”	2295.849	-122.258	2295.558	-122.2402
	“C”	2256.340	116.913	2256.111	116.9074
10	“C”	2242.029	116.827	2241.797	116.8215
11	“A”	2283.592	-1.641	2283.976	-1.6424

Tabla 5.11 Solución de la estimación de estado para el sistema de prueba de 11 nodos
caso1

Nodo	Fases	% Error	
		Magnitud	Angulo
1	“A”	0.000000	0.000000
	“B”	0.000000	0.000000
	“C”	0.000000	0.000000
2	“A”	0.016034	0.195804
	“B”	0.012506	0.014840
	“C”	0.009831	0.003992
3	“B”	0.011251	0.022365
	“C”	0.012684	0.005358
4	“A”	0.016502	0.084084
	“B”	0.012659	0.014559
	“C”	0.010181	0.004788
5	“A”	0.016085	0.127064
	“B”	0.012576	0.015162
	“C”	0.009815	0.004757

6	“B”	0.011090	0.023747
	“C”	0.013301	0.006126
7	“A”	0.016624	0.010264
	“C”	0.052204	0.004533
8	“A”	0.016502	0.084084
	“B”	0.012659	0.014559
	“C”	0.010181	0.004788
9	“A”	0.016566	0.083882
	“B”	0.012675	0.014559
	“C”	0.010149	0.004789
10	“C”	0.010347	0.004707
11	“A”	0.016816	0.085313

Tabla 5.12 Error entre los vectores de estado base y estimado para el sistema de prueba de 11 nodos caso 1

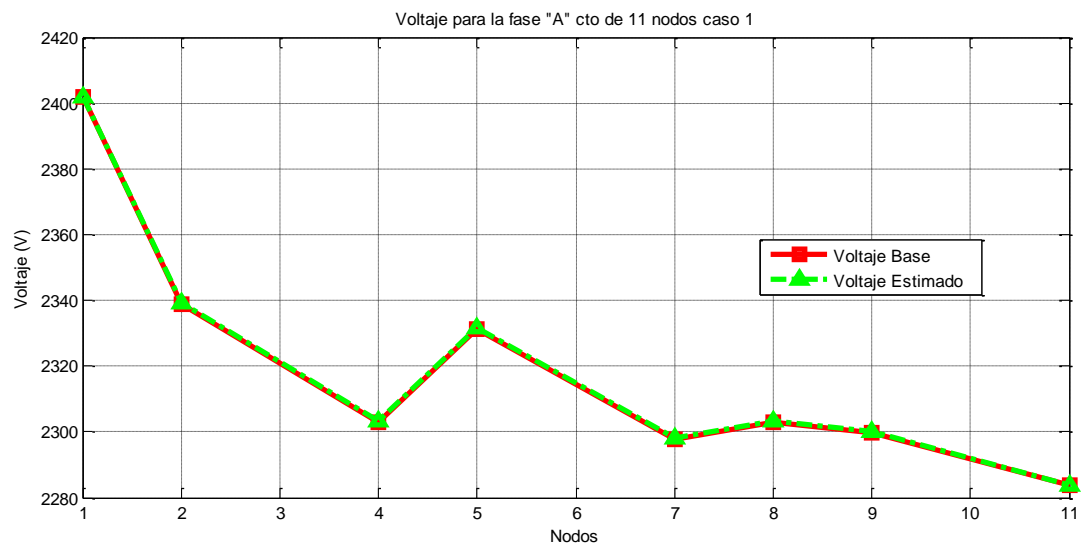


Figura 5.11 Perfil de voltaje para la fase A del sistema de distribución de 11 nodos caso 1

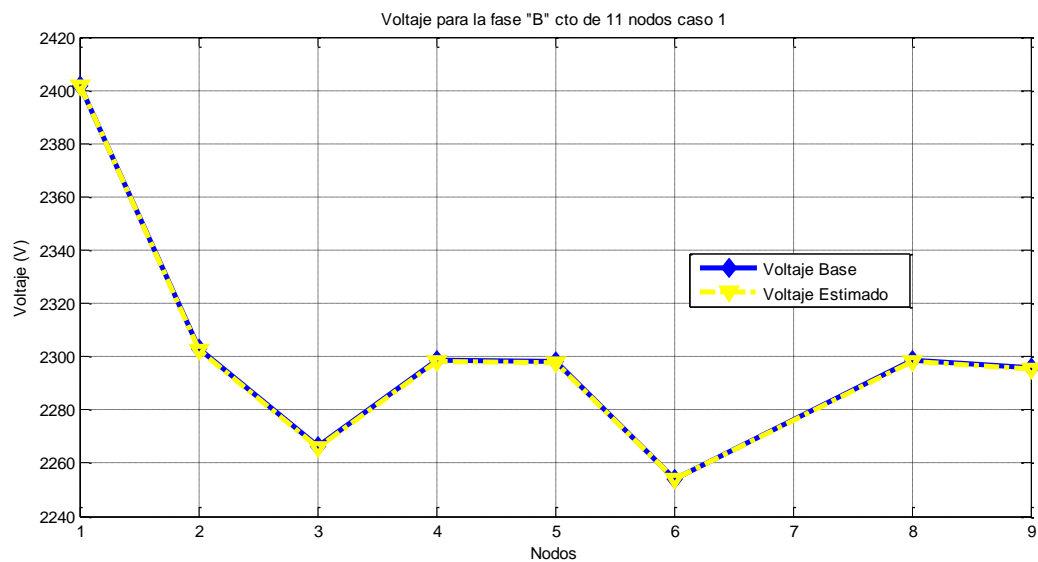


Figura 5.12 Perfil de voltaje para la fase B del sistema de distribución de 11 nodos caso 1

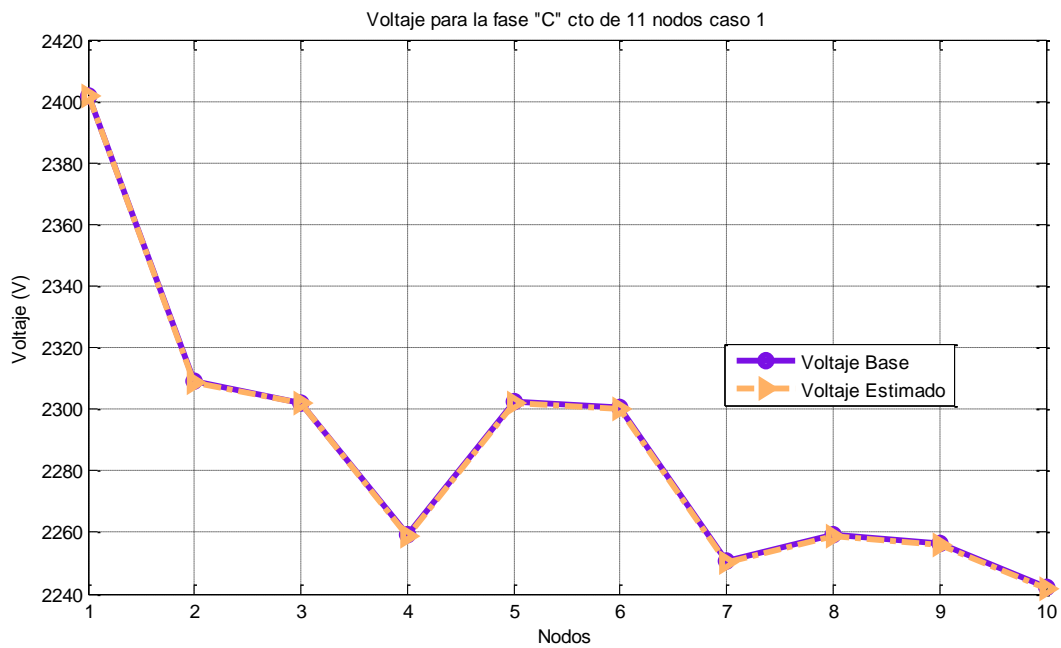


Figura 5.13 Perfil de voltaje para la fase C del sistema de distribución de 11 nodos caso 1

5.4.3.3 Caso de estudio 2 para el sistema de prueba de 4 nodos

En este caso 2, se realiza un cambio en la configuración de las mediciones se hace con respecto al caso anterior para el sistema de prueba de 4 nodos, ahora se manejan mediciones de flujo de potencia que aleatoriamente se contaminaran con error del 30% estas mediciones son tomadas de un estudio de flujo de potencia previo que se encuentra en la referencia [Trejo, 2011]. El propósito de este caso de estudio es buscar el ajuste del vector de estado, la ponderación para estas mediciones contaminadas se calculan con forme a la ecuación (5.11). Los cambios se muestran en las siguientes tablas

Línea	Nodos (i-j)	Medición de flujos de potencia					
		Fase "A"		Fase "B"		Fase "C"	
		Pij (p.u)	Qij (p.u)	Pij (p.u)	Qij (p.u)	Pij (p.u)	Qij (p.u)
1	1-2	15.3627	10.0364	13.2661	12.0266	1.5828	25.9918
2	2-3	19.8117	7.6884	13.2168	15.4154	1.7640	26.4654
3	3-4	14.6827	8.8421	13.8211	10.8961	0.0789	28.4996

Tabla 5.13 Mediciones del sistema de prueba de 4 nodos caso 2

Las mediciones en rojo que se muestran en la tabla 5.13, fueron perturbadas el 30%, con esta perturbación se vuelve a probar el algoritmo de estimación de estado para sistemas de distribución radiales (EERD), con los siguientes resultados.

Nodo	Fases	Vector de estado base		Vector de estado estimado	
		Voltaje (V)	δ (grados)	Voltaje (V)	δ (grados)
1	"A"	12470.000	0	12470.000	0
	"B"	12470.000	-120	12470.000	-120
	"C"	12470.000	120	12470.000	120
2	"A"	10108.227	0.009	10767.845	0.0105
	"B"	10096.678	-119.704	10168.038	-119.330
	"C"	10361.607	119.450	10453.601	120.745
3	"A"	3196.719	-1.826	3369.394	-0.837
	"B"	3338.488	-116.057	3457.931	-119.095
	"C"	3717.464	116.674	3460.425	121.181
4	"A"	2919.946	-0.839	3036.445	-0.814
	"B"	3041.305	-111.961	3043.927	-119.112

	“C”	2919.633	112.358	3007.764	120.963
--	-----	----------	---------	----------	---------

Tabla 5.14 Solución de estimación de estado para el sistema de prueba de 4 nodos caso 2

Nodo	Fases	% Error	
		Magnitud	Angulo
1	“A”	0.000000	0.000000
	“B”	0.000000	0.000000
	“C”	0.000000	0.000000
2	“A”	6,525556	16,666667
	“B”	0,706767	0,312437
	“C”	0,887835	1,084136
3	“A”	5,401632	54,162103
	“B”	3,577757	2,617679
	“C”	6,914364	3,862900
4	“A”	3,989766	2,979738
	“B”	0,086213	6,387045
	“C”	3,018564	7,658556

Tabla 5.15 Error entre los vectores de estado base y estimado para el sistema de 4 nodos caso 2

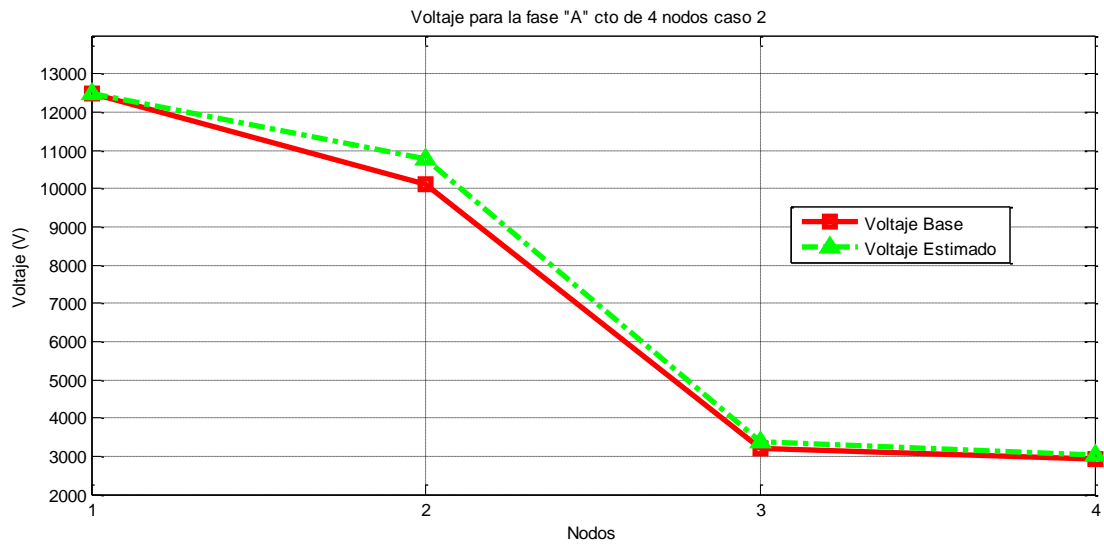


Figura 5.14 Perfil de voltaje para la fase A del sistema de distribución de 4 nodos caso 2

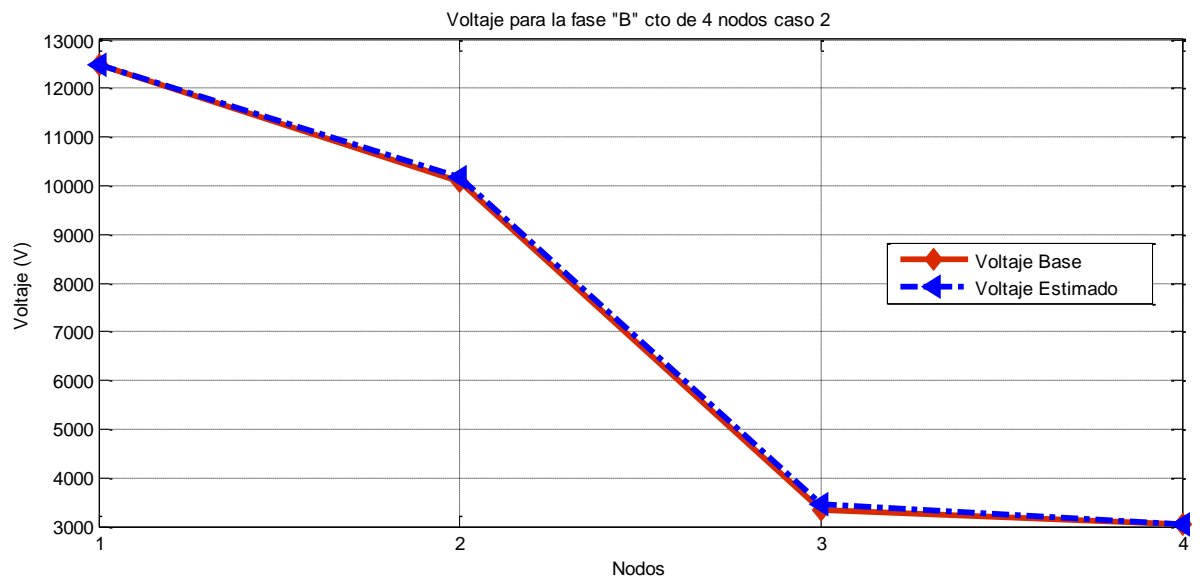


Figura 5.15 Perfil de voltaje para la fase B del sistema de distribución de 4 nodos caso 2

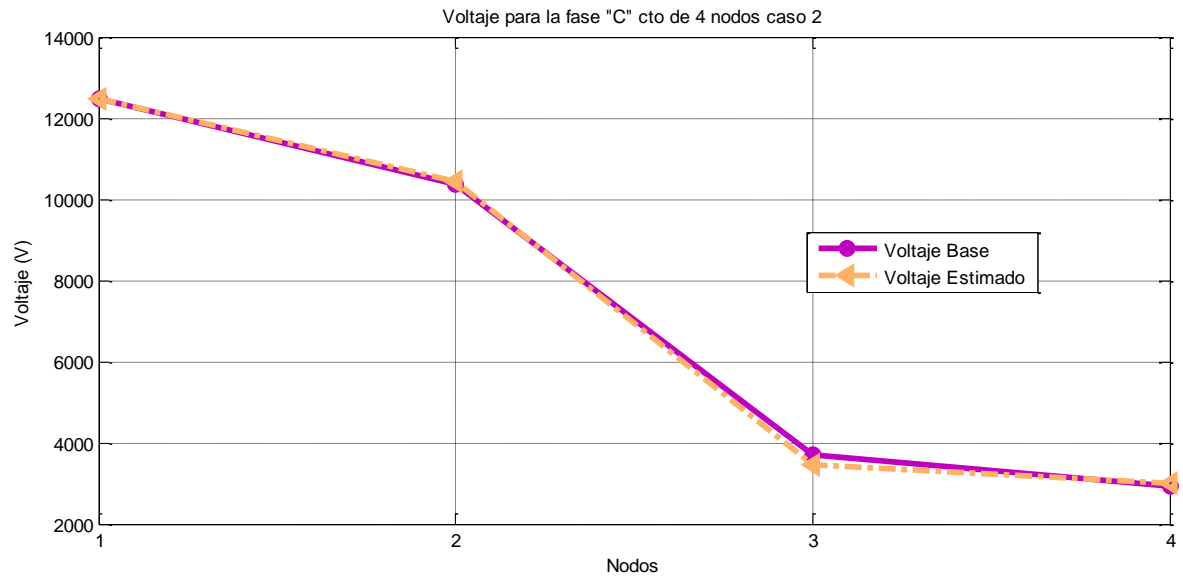


Figura 5.16 Perfil de voltaje para la fase A del sistema de distribución de 4 nodos caso 2

5.4.3.4 Caso de estudio 2 para el sistema de prueba de 11 nodos

En este caso 2, se realiza un cambio en la configuración de las mediciones se hace con respecto al caso anterior para el sistema de prueba de 11 nodos, ahora se manejan mediciones de flujo de potencia que aleatoriamente se contaminaran con error del 30% estas mediciones son tomadas de un estudio de flujo de potencia previo que se encuentra en la referencia [Trejo, 2011]. El propósito de este caso de estudio es buscar el ajuste del vector de estado, la ponderación para estas mediciones contaminadas se calculan con forme a la ecuación (5.11). Los cambios se muestran en las siguientes tablas

Línea	Nodos (i-j)	Medición de flujos de potencia					
		Fase "A"		Fase "B"		Fase "C"	
		Pij (p.u)	Qij (p.u)	Pij (p.u)	Qij (p.u)	Pij (p.u)	Qij (p.u)
1	1-2	7.55610	5.20620	9.86280	6.84490	9.62470	6.57520
2	2-3	0.00000	0.00000	4.07130	2.62800	1.60120	1.28940
3	2-4	4.94884	2.72190	2.14790	1.41440	4.18170	2.31720
4	2-5	1.60360	1.10550	1.56234	1.17390	1.56429	1.17360

5	3-6	0.0000	0.0000	2.3112	1.32930	1.04000	0.78145
6	4-7	1.29110	0.86669	0.00000	0.00000	1.71140	0.80933
7	4-8	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	4-9	0.90109	0.60082	0.90103	0.60078	1.17115	0.50097
9	7-10	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	1.70530	0.80536
10	7-11	1.28930	0.86353	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Tabla 5.16 Mediciones del sistema de prueba de 11 nodos caso 2

Las mediciones en rojo que se muestran en la tabla 5.16, fueron perturbadas el 30%, con esta perturbación se vuelve a probar el algoritmo de estimación de estado para sistemas de distribución radiales (EERD), con los siguientes resultados.

Nodo	Fases	Vector de estado base		Vector de estado estimado	
		Voltaje (V)	δ (grados)	Voltaje (V)	δ (grados)
1	“A”	2401.777	0.0	2401.777	0.0
	“B”	2401.777	-120	2401.777	-120
	“C”	2401.777	120	2401.777	120
2	“A”	2338.754	-0.715	2338.747	-0.7151
	“B”	2302.889	-121.962	2302.881	-121.961
	“C”	2308.999	117.728	2308.990	117.728
3	“B”	2266.329	-122.062	2266.349	-122.055
	“C”	2302.096	117.568	2302.043	117.567
4	“A”	2302.799	-1.665	2296.774	-2.1376
	“B”	2298.588	-122.254	2307.999	-122.194
	“C”	2259.064	116.936	2253.481	117.094

5	“A”	2331.435	-0.787	2332.283	-0.776
	“B”	2297.961	-122.013	2295.496	-122.016
	“C”	2302.400	117.72	2300.623	117.686
6	“B”	2254.170	-122.116	2254.207	-122.098
	“C”	2300.550	117.517	2299.095	117.510
7	“A”	2297.920	-1.724	2291.891	-2.195
	“C”	2250.489	116.906	2244.906	117.064
8	“A”	2302.799	-1.665	2296.774	-2.137
	“B”	2298.588	-122.254	2307.999	-122.194
	“C”	2259.064	116.936	2253.481	117.094
9	“A”	2299.885	-1.669	2293.995	-2.148
	“B”	2295.849	-122.258	2305.417	-122.190
	“C”	2256.340	116.913	2249.848	117.058
10	“C”	2242.029	116.827	2236.425	116.985
11	“A”	2283.592	-1.641	2277.526	-2.112

Tabla 5.17 Solución de estimación de estado para el sistema de prueba de 11 nodos caso 2

Nodo	Fases	Error	
		Magnitud	Angulo
1	“A”	0.000000	0.000000
	“B”	0.000000	0.000000
	“C”	0.000000	0.000000
2	“A”	0.000003	0.000140
	“B”	0.000003	0.000002
	“C”	0.000004	0.000007
3	“B”	0.000009	0.000050
	“C”	0.000023	0.000002

4	“A”	0.002616	0.283844
	“B”	0.004094	0.000487
	“C”	0.002471	0.001355
5	“A”	0.000364	0.013342
	“B”	0.001073	0.000032
	“C”	0.000772	0.000282
6	“B”	0.000016	0.000142
	“C”	0.000632	0.000055
7	“A”	0.002624	0.273700
	“C”	0.002481	0.001357
8	“A”	0.002616	0.283000
	“B”	0.004094	0.000487
	“C”	0.002471	0.001355
9	“A”	0.002561	0.287000
	“B”	0.004168	0.000554
	“C”	0.002500	0.001243
10	“C”	0.002500	0.001357
11	“A”	0.002656	0.287500

Tabla 5.18 Error entre los vectores de estado base y estimado para el sistema de prueba de 11 nodos caso 2

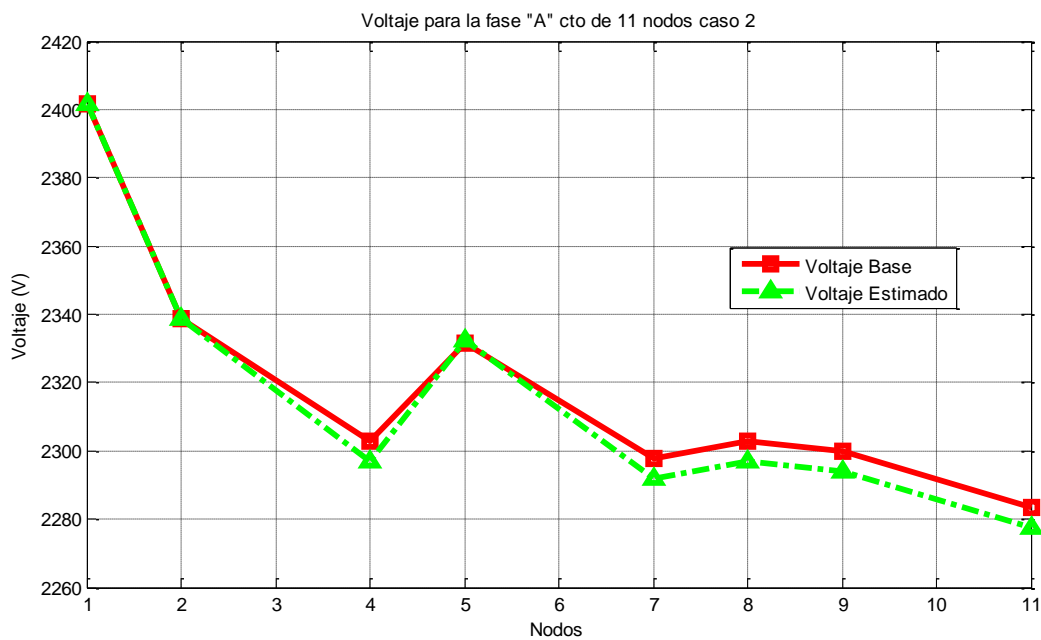


Figura 5.17 Perfil de voltaje para la fase A del sistema de distribución de 11 nodos caso 2

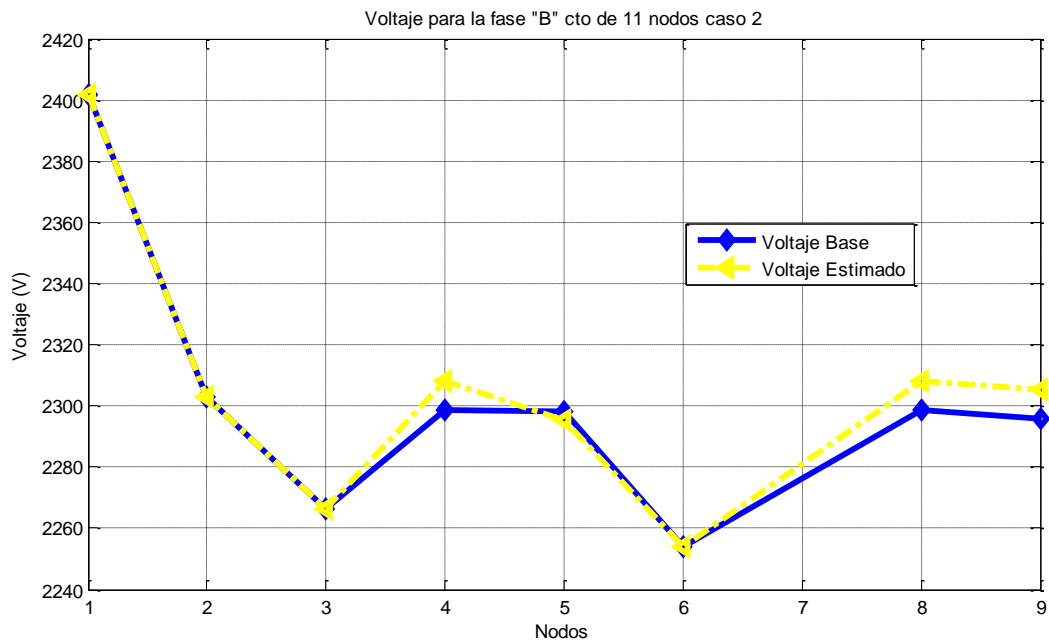


Figura 5.18 Perfil de voltaje para la fase B del sistema de distribución de 11 nodos caso 2

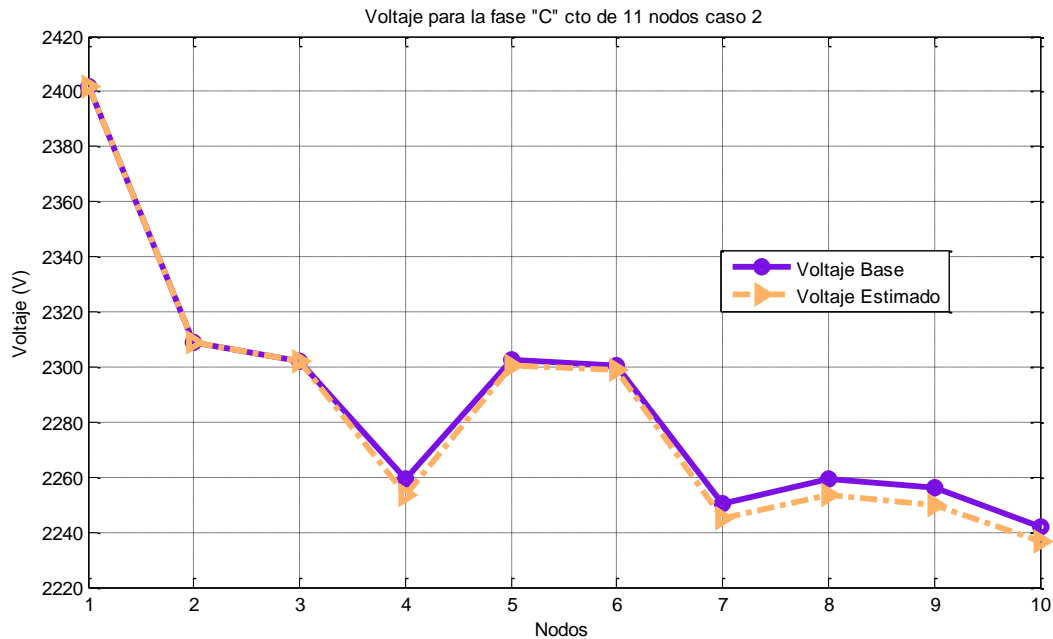


Figura 5.19 Perfil de voltaje para la fase C del sistema de distribución de 11 nodos caso 2

5.5 Análisis de resultados

Después de realizar las pruebas a los sistemas de 4 y 11 nodos, se obtuvieron los resultados ya mostrados, dichos resultados se analizan a continuación.

5.5.1 Caso 1: Sistema de prueba de 4 Nodos, evaluación del funcionamiento del algoritmo EERD.

En la tabla 5.10 se puede observar que los errores más grandes entre el vector de estado base y el vector de estado estimado se presentan en los ángulos de los voltajes, lo cual puede deberse al hecho de que los cálculos de los flujos de carga trifásico, se realizaron en el programa ATP Draw, el cual está diseñado para localización de fallas y presenta deficiencias para correr flujos de carga, sobre todo utilizando la aplicación para simular la carga (Models), con el cuál al correr el flujo de carga aparece como si en realidad el circuito estuviera trabajando en vacío y por lo tanto no calcula nada.

De los errores mostrados en la Tabla 5.10, se observa que tienen valores pequeños lo que hace notar que los valores estimados, en general, se aproximan a las cantidades base, por lo

tanto se tiene una estimación de estado aceptable. En las figuras 5.8, 5.9 y 5.10 se aprecian los perfiles de voltaje para las tres fases del sistema, y se hace una comparación esquemática entre los vectores de estado base y estado estimado; donde se observa que hay el mismo comportamiento sin gran diferencia entre los valores, esto debido a que los errores más grandes se presentan en los ángulos mas no en las magnitudes de los voltajes. También se puede observar el desbalance de fases presente en este sistema.

5.5.2 Caso 2: Sistema de prueba de 4 Nodos, con perturbación en las mediciones.

A pesar de que los resultados obtenidos con el estudio del flujo de carga realizado en el programa ATP Draw pueden ser poco confiables, se pudo observar en las tablas 5.14 y 5.15 que cuando los datos de entrada al EERD son perturbados un 30% los resultados muestran un buen ajuste del vector de estado. En las figuras 5.14, 5.15 y 5.16 se tienen los perfiles de voltaje para las tres fases del sistema, donde una comparación entre el vector de estado base y estimado se aprecia.

5.5.3 Caso 1: Sistema de prueba de 11 Nodos, evaluación del funcionamiento del algoritmo EERD.

De los errores mostrados en la Tabla 5.12, se observa que tienen valores muy pequeños lo que hace notar que los valores estimados, en general, se aproximan en gran medida a las cantidades base, por lo tanto se tiene una buena estimación de estado, que se valida con los resultados de un estudio de flujos de potencia. En las figuras 5.8 a la 5.10 se aprecian los perfiles de voltaje para las tres fases del sistema, y se hace una comparación esquemática entre los vectores de estado base y estado estimado; donde se observa que hay el mismo comportamiento sin gran diferencia entre los valores. También se puede observar el desbalance de fases presente en este sistema.

5.5.4 Caso 2: Sistema de prueba de 11 Nodos, con perturbación en las mediciones.

Los resultados expresados en las Tablas 5.16, 5.17 y 5.18 muestran un buen ajuste del vector de estado, esto a pesar de la contaminación en algunas mediciones.

En las figuras 5.17, 5.18 y 5.19 se tienen los perfiles de voltaje para las tres fases del sistema, donde una comparación entre el vector de estado base y estimado se aprecia.

El no manejar pseudo-mediciones es debido a la falta de datos estadísticos para estos sistemas de prueba.

6. Conclusiones

6.1 Conclusiones generales

En este trabajo se propone la implementación del método de identificación de errores de topología en sistemas de distribución por medio de la estimación de estado utilizando las corrientes de rama. Esta técnica puede llegar a ser un gran aporte para ajustar el modelo de simulación de los circuitos de distribución de esta tesis, debido a que gracias a este método se lograrían disminuir los errores que dificultan la simulación de los circuitos de distribución.

Teniendo en cuenta que se tiene el inconveniente de la escasez de mediciones en tiempo real, que hace que gran parte de los alimentadores en media tensión sean no observables en sus nodos de carga, este trabajo propuso una serie de metodologías para estimar la carga en los sistemas de distribución. Estas metodologías probaron ser una gran alternativa, ya que algunas de ellas utilizan datos como la facturación del cliente que pueden ser datos asequibles para una empresa de energía, esto además de complementar el aporte que tiene la metodología para la identificación de errores de topología. Una vez que se encontró que el sistema puede ser más confiable desde el punto de vista de la topología y la carga, se procedió a hacer una buena estimación del estado del sistema para algunos circuitos de prueba de la IEEE. En este trabajo se utilizó el método de mínimos cuadrados ponderados para realizar la estimación de estado en sistemas eléctricos de distribución radiales de manera similar como se realiza en los sistemas de potencia, con la diferencia que se trabaja en forma trifásica y además se emplean las técnicas de barridos progresivos regresivos que comúnmente se manejan en los estudios de flujos de potencia para los sistemas de distribución.

Se observó la validez y eficacia de realizar la estimación de estado por ramas en los casos de estudio, ya que los vectores de estado obtenidos se aproximan en gran medida a los voltajes complejos nodales base, esto a pesar de que estos valores para el sistema base se obtuvieron a partir de los cálculos de flujos de potencia en el programa ATP Draw el cual resultó ser poco confiable en esta aplicación tanto para el sistema de prueba de 4 nodos como para el de 11 nodos. Sin embargo, como se mencionó anteriormente para el sistema de prueba de 11 nodos, se optó entonces por trabajar con los datos del estudio del flujo de

potencia que se realizó en la referencia [Trejo,2011]. La falta de datos estadísticos para ser manejados como pseudo-mediciones en los sistemas de prueba llevo al no plantearse ni manejarse estos datos.

Para efectuar la estimación de estado que se desarrolló en este trabajo, se debe de contar con pseudo-mediciones de flujo o inyección de potencia activa y reactiva en todas las ramas del sistema para garantizar la observabilidad topológica y numérica de la red, por lo tanto hacer una asignación de carga previa, es la manera de solucionar el problema de observabilidad.

En general, se puede concluir que la metodología para la detección de errores de topología, las metodologías para determinar las pseudomediciones de carga y la metodología para estimar el estado de un sistema de distribución radial, en su conjunto, lograrían disminuir en gran manera el umbral de error que se encuentra entre los sistemas de distribución simulados y los sistemas de distribución reales. Sin embargo para poder implementar los mismos es necesario contar con mas información de los circuitos de distribución a simular.

6.2 Recomendaciones

Se recomienda implementar el estimador de estado en redes de distribución para sistemas eléctricos de distribución locales, preferiblemente en conjunto con la metodología para la identificación de errores de topología, y además obteniendo una buena estimación de la demanda para utilizarla como pseudomedición de carga por medio de alguna o algunas de las metodologías mencionadas en este documento para este propósito.

También se recomienda realizar un mejor estudio de flujo de carga por medio de un software diseñado para esta labor, con el objetivo de obtener resultados más confiables.

6.3 Trabajos futuros

Como se pudo observar, la estimación de estado en redes de distribución, permite disminuir el error que se presentaría en las variables de estado de un determinado sistema de distribución ante posibles perturbaciones en las medidas.

Sin embargo, para obtener un sistema más confiable para ser simulado, es necesario contar con unos parámetros confiables tales como las impedancias, las longitudes de las líneas y las cargas en los nodos; es por esta razón que se hace necesaria una investigación más profunda del tema para obtener mayor información del estado de los sistemas de distribución. Como trabajo futuro se puede implementar la metodología de la identificación de errores de topología en un mismo circuito preferiblemente local, además que al mismo se le apliquen las metodologías para las pseudomediciones de carga y finalmente a éste aplicarle la estimación de estado en redes de distribución; esto con el objetivo de observar cómo se puede acercar el comportamiento del circuito simulado al comportamiento del circuito real.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que en este documento se proponen metodologías tales como el modelo fuzzy y las redes neuronales para la estimación de la demanda, que se pueden complementar con la estimación de estado en un futuro para crear un software que permita hacer más confiable la localización de fallas en un sistema de distribución real por medio de la simulación del mismo.

7. Bibliografía

[Mora, 2006] Mora J. “Localización de Faltas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica usando Métodos Basados en el Modelo y Métodos Basados en el Conocimiento”, *Tesis doctoral*. Universidad de Girona, España 2006.

[Trejo, 2011] Trejo N. Federico “Técnica computacional para estimación de estado en redes de distribución”. Tesis de postgrado. Instituto Politécnico Nacional, México 2011.

[Mesut, 2009] Mesut E. Baran “Topology Error Identification Using Branch Current State Estimation for Distribution Systems”. IEEE, T&D, Asia 2009.

[Mesut, 1995] Mesut E. Baran and Arthur W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems," *IEEE Trans. Power Systems.*, vol. 10, pp. 483-491, Feb. 1995.

[Caice, 2002] Caicedo Gladys, Lozano Carlos A. “Modelos para estimar la demanda en sistemas de distribución”. Energía y Computación, Grupo de investigación, Universidad del Valle., vol. 11 N° 1, Edición N°19, Junio 2002.

[EEP, 2007] Empresa de Energía de Pereira EEP S.A.E.S.P. “Normas de diseño y construcción para redes y subestaciones dentro del sistema eléctrico de la Empresa de Energía de Pereira”. Normatividad, Colombia 2007.

[Pring, 2009] R. Pringles, D.G. Colomé. “Modelo de cargas de subestaciones transformadoras MT/BT”. Comité de Estudio C1-Desarrollo de Sistemas y Economía, XIII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, Argentina 2009.

[Ramí, 2004] Ramírez S. “Redes de distribución de energía”, Tercera Edición. Universidad Nacional de Colombia, Manizales 2004.

[Test, 2000] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee “Radial Test Feeders”. 2000. <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/sacom/testfeeders.html>.

[Jhon, 1996] Jhon J. Grainger, William D. Stevenson “Análisis de sistemas de potencia”, Primera Edición .MacGraw-Hill. Cap 15. 1996.

[wiki, 2012] Wikipedia [en línea] “Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator” [http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator](http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_Coordenadas_Universal_Transversal_de_Mercator) 2012.

[Gos, 1991] Goswami, S.K. and Basu, S.K., "Direct solution of distribution systems," *IEE Proc. Gener., Transm. and Distrib.*, vol. 138, pp. 78-88, Enero. 1991.

[Chan, 2002] R-F. Chang, R-C Leou and C-N Lu: Distribution transformer load modelling using load research data. *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 17, N°2, April 2002, pp 655-661.

[Shir, 1995] Cheng Carol S., Shirmohammadi D., “*A Three-Phase Power Flow Method For Real-Time Distribution System Analysis*”, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 10, No. 2, May 1995.

[Lik, 1996] Li K., “*State Estimation for Power Distribution System and Measurement Impacts*,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, pp. 911–916, May 1996.

[Sing, 2008] Singh R., Pal B.C. and Jabr R.A., “*Choice of Estimator for Distribution System State Estimation*,” *IET, Gener. Transm. Distrib.* Vol. 3, pp. 666–678, Dec 2008.

[Sing, 2010] Singh R., Pal B.C. and Jabr R.A., “*Distribution System State Estimation Through Gaussian Mixture Model of the Load as Pseudo-Measurement*”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2010, Vol. 4, Iss. 1, pp. 50–59.

[Thuk, 1999] Thukaram D., Jerome Jovitha, Surapong C. “*A Robust Three-Phase State Estimation Algorithm Distribution Networks*”, Elsevier Science S.A. November 1999.

[Ghos, 1997] Ghosh A. K., Lubkeman D. L., Jones R. H. “*Load Modeling for Distribution Circuit State Estimation*”, *IEEE Trans. PWR*. Vol. 12, No. 2, April 1997, pp. 999-1005.

[Wan, 2003] Wan Jie, Miu Karen Nan, “*Weighted Least Squares Methods for Load Estimation in Distribution Networks*”, *IEEE Transactons on Power Systems*, Vol. 18, no. 4, November 2003.

[Wang, 2001] Wang Haibin, Schulz Noel N., “*A Load Modeling Algorithm for Distribution System State Estimation*”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2001.

8. Anexos

Para realizar la identificación de errores de topología a continuación se anexan la tabla 8.3 de la distribución chi-cuadrado

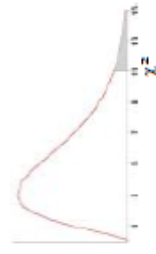
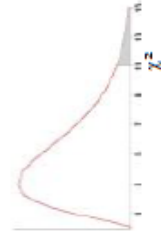


Tabla D.7: VALORES CRÍTICOS DE LA DISTRIBUCIÓN JI CUADRADA

g.d.l	0,001	0,005	0,01	0,02	0,025	0,03	0,04	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	g.d.l
1	10,828	7,879	6,635	5,412	5,024	4,709	4,218	3,841	2,706	2,072	1,642	1,323	1,074	0,873	0,708	1
2	13,816	10,597	9,210	7,824	7,378	7,013	6,438	5,991	4,605	3,794	3,219	2,773	2,408	2,100	1,833	2
3	16,266	12,838	11,345	9,837	9,348	8,947	8,311	7,815	6,251	5,317	4,642	4,108	3,665	3,283	2,946	3
4	18,467	14,860	13,277	11,668	11,143	10,712	10,026	9,488	7,779	6,745	5,989	5,385	4,878	4,438	4,045	4
5	20,515	16,750	15,086	13,388	12,833	12,375	11,644	11,070	9,236	8,115	7,289	6,626	6,064	5,573	5,132	5
6	22,458	18,548	16,812	15,033	14,449	13,968	13,198	12,592	10,645	9,446	8,558	7,841	7,231	6,695	6,211	6
7	24,322	20,278	18,475	16,622	16,013	15,509	14,703	14,067	12,017	10,748	9,803	9,037	8,383	7,806	7,283	7
8	26,124	21,955	20,090	18,168	17,535	17,010	16,171	15,507	13,362	12,027	11,030	10,219	9,524	8,909	8,351	8
9	27,877	23,589	21,666	19,679	19,023	18,480	17,608	16,919	14,684	13,288	12,242	11,389	10,656	10,006	9,414	9
10	29,588	25,188	23,209	21,161	20,483	19,922	19,021	18,307	15,987	14,534	13,442	12,549	11,781	11,097	10,473	10
11	31,264	26,757	24,725	22,618	21,920	21,342	20,412	19,675	17,275	15,767	14,631	13,701	12,899	12,184	11,530	11
12	32,909	28,300	26,217	24,054	23,337	22,742	21,785	21,026	18,549	16,989	15,812	14,845	14,011	13,266	12,584	12
13	34,528	29,819	27,688	25,472	24,736	24,125	23,142	22,362	19,812	18,202	16,985	15,984	15,119	14,345	13,636	13
14	36,123	31,319	29,141	26,873	26,119	25,493	24,485	23,685	21,064	19,406	18,151	17,117	16,222	15,421	14,685	14
15	37,697	32,801	30,578	28,259	27,488	26,848	25,816	24,996	22,307	20,603	19,311	18,245	17,322	16,494	15,733	15
16	39,252	34,267	32,000	29,633	28,845	28,191	27,136	26,296	23,542	21,793	20,465	19,369	18,418	17,565	16,780	16
17	40,790	35,718	33,409	30,995	30,191	29,523	28,445	27,587	24,769	22,977	21,615	20,489	19,511	18,633	17,824	17
18	42,312	37,156	34,805	32,346	31,526	30,845	29,745	28,869	25,989	24,155	22,760	21,605	20,601	19,699	18,868	18
19	43,820	38,582	36,191	33,687	32,852	32,158	31,037	30,144	27,204	25,329	23,900	22,718	21,689	20,764	19,910	19
20	45,315	39,997	37,566	35,020	34,170	33,462	32,321	31,410	28,412	26,498	25,038	23,828	22,775	21,826	20,951	20
21	46,797	41,401	38,932	36,343	35,479	34,759	33,597	32,671	29,615	27,662	26,171	24,935	23,858	22,888	21,991	21
22	48,268	42,796	40,289	37,659	36,781	36,049	34,867	33,924	30,813	28,822	27,301	26,039	24,939	23,947	23,031	22
23	49,728	44,181	41,638	38,968	38,076	37,332	36,131	35,172	32,007	29,979	28,429	27,141	26,018	25,006	24,069	23
24	51,179	45,559	42,980	40,270	39,364	38,609	37,389	36,415	33,196	31,132	29,553	28,241	27,096	26,063	25,106	24
25	52,620	46,928	44,314	41,566	40,646	39,880	38,642	37,652	34,382	32,282	30,675	29,339	28,172	27,118	26,143	25
26	54,052	48,290	45,642	42,856	41,923	41,146	39,889	38,885	35,563	33,429	31,795	30,435	29,246	28,173	27,179	26
27	55,476	49,645	46,963	44,140	43,195	42,407	41,132	40,113	36,741	34,574	32,912	31,528	30,319	29,227	28,214	27
28	56,892	50,993	48,278	45,419	44,461	43,662	42,370	41,337	37,916	35,715	34,027	32,620	31,391	30,279	29,249	28
29	58,301	52,336	49,588	46,693	45,722	44,913	43,604	42,557	39,087	36,854	35,139	33,711	32,461	31,331	30,283	29
30	59,703	53,672	50,892	47,962	46,979	46,160	44,834	43,773	40,256	37,990	36,250	34,800	33,530	32,382	31,316	30
31	61,098	55,003	52,191	49,226	48,232	47,402	46,059	44,985	41,422	39,124	37,359	35,887	34,598	33,431	32,349	31
32	62,487	56,328	53,486	50,487	49,480	48,641	47,282	46,194	42,585	40,256	38,466	36,973	35,665	34,480	33,381	32
33	63,870	57,648	54,776	51,743	50,725	49,876	48,500	47,400	43,866	41,506	39,572	38,058	36,731	35,529	34,413	33
34	65,247	58,964	56,061	52,995	51,966	51,107	49,716	48,602	44,903	42,514	40,676	39,141	37,795	36,576	35,444	34
35	66,619	60,275	57,342	54,244	53,203	52,335	50,928	49,802	46,059	43,640	41,778	40,223	38,859	37,623	36,475	35
40	73,402	66,766	63,691	60,436	59,342	58,428	56,946	55,758	51,805	49,244	47,269	45,616	44,165	42,848	41,622	40
60	99,607	91,952	88,379	84,580	82,225	80,225	77,827	75,782	71,341	68,972	66,981	65,227	63,628	62,135	60,730	60
80	124,839	116,321	112,329	108,069	106,629	105,422	103,459	101,879	96,578	93,106	90,405	88,130	86,120	84,284	82,566	80
90	137,208	128,299	124,116	119,648	118,136	116,869	114,806	113,145	107,565	103,904	101,054	98,650	96,524	94,581	92,761	90
100	149,449	140,169	135,807	131,142	129,561	128,237	126,079	124,342	118,498	114,659	111,667	109,141	106,906	104,862	102,946	100
120	173,617	163,648	158,950	153,918	152,211	150,780	148,447	146,567	140,233	136,062	132,806	130,055	127,616	125,383	123,289	120
140	197,451	186,847	181,840	176,471	174,648	173,118	170,624	168,613	161,827	157,352	153,854	150,894	148,269	145,863	143,604	140

Tabla D.7: VALORES CRÍTICOS DE LA DISTRIBUCIÓN JI CUADRADA



g.d.l	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	0,975	0,98	0,99	0,995	g.d.l
1	0,571	0,455	0,357	0,275	0,206	0,148	0,102	0,064	0,036	0,016	0,004	0,001	0,001	0,000	0,000	1
2	1,597	1,386	1,196	1,022	0,862	0,713	0,575	0,446	0,325	0,211	0,103	0,051	0,040	0,020	0,010	2
3	2,643	2,366	2,109	1,869	1,642	1,424	1,213	1,005	0,798	0,584	0,352	0,216	0,185	0,115	0,072	3
4	3,687	3,357	3,047	2,753	2,470	2,195	1,923	1,649	1,366	1,064	0,711	0,484	0,429	0,297	0,207	4
5	4,728	4,351	3,996	3,655	3,325	3,000	2,675	2,343	1,994	1,610	1,145	0,831	0,752	0,554	0,412	5
6	5,765	5,348	4,952	4,570	4,197	3,828	3,455	3,070	2,661	2,204	1,635	1,237	1,134	0,872	0,676	6
7	6,800	6,346	5,913	5,493	5,082	4,671	4,255	3,822	3,358	2,833	2,167	1,690	1,564	1,239	0,989	7
8	7,833	7,344	6,877	6,423	5,975	5,527	5,071	4,594	4,078	3,490	2,733	2,180	2,032	1,646	1,344	8
9	8,863	8,343	7,843	7,357	6,876	6,393	5,899	5,380	4,817	4,168	3,325	2,700	2,532	2,088	1,735	9
10	9,892	9,342	8,812	8,295	7,783	7,267	6,737	6,179	5,570	4,865	3,940	3,247	3,059	2,558	2,156	10
11	10,920	10,341	9,783	9,237	8,695	8,148	7,584	6,989	6,336	5,578	4,575	3,816	3,609	3,053	2,603	11
12	11,946	11,340	10,755	10,182	9,612	9,034	8,438	7,807	7,114	6,304	5,226	4,404	4,178	3,571	3,074	12
13	12,972	12,340	11,729	11,129	10,532	9,926	9,299	8,634	7,901	7,042	5,892	5,009	4,765	4,107	3,565	13
14	13,996	13,339	12,703	12,078	11,455	10,821	10,165	9,467	8,696	7,790	6,571	5,629	5,368	4,660	4,075	14
15	15,020	14,339	13,679	13,030	12,381	11,721	11,037	10,307	9,499	8,547	7,261	6,262	5,985	5,229	4,601	15
16	16,042	15,338	14,655	13,983	13,310	12,624	11,912	11,152	10,309	9,312	7,962	6,908	6,614	5,812	5,142	16
17	17,065	16,338	15,633	14,937	14,241	13,531	12,792	12,002	11,125	10,085	8,672	7,564	7,255	6,408	5,697	17
18	18,086	17,338	16,611	15,893	15,174	14,440	13,675	12,857	11,946	10,865	9,380	8,231	7,906	7,015	6,265	18
19	19,107	18,338	17,589	16,850	16,109	15,352	14,562	13,716	12,773	11,651	10,117	8,907	8,567	7,633	6,844	19
20	20,127	19,337	18,569	17,809	17,046	16,266	15,452	14,578	13,604	12,443	10,851	9,591	9,237	8,260	7,434	20
21	21,147	20,337	19,548	18,768	17,984	17,182	16,344	15,445	14,439	13,240	11,591	10,283	9,915	8,897	8,034	21
22	22,166	21,337	20,529	19,729	18,924	18,101	17,240	16,314	15,279	14,041	12,338	10,982	10,600	9,542	8,643	22
23	23,185	22,337	21,510	20,690	19,866	19,021	18,137	17,187	16,122	14,848	13,091	11,689	11,293	10,196	9,260	23
24	24,204	23,337	22,491	21,652	20,808	19,943	19,037	18,062	16,969	15,659	13,848	12,401	11,982	10,856	9,886	24
25	25,222	24,337	23,472	22,616	21,752	20,867	19,939	18,940	17,818	16,473	14,611	13,120	12,697	11,524	10,520	25
26	26,240	25,336	24,454	23,579	22,697	21,792	20,843	19,820	18,671	17,292	15,379	13,844	13,409	12,198	11,160	26
27	27,257	26,336	25,437	24,544	23,644	22,719	21,749	20,703	19,527	18,114	16,151	14,573	14,125	12,879	11,808	27
28	28,274	27,336	26,419	25,509	24,591	23,647	22,657	21,588	20,386	18,939	16,928	15,308	14,847	13,565	12,461	28
29	29,291	28,336	27,402	26,475	25,539	24,577	23,567	22,475	21,247	19,768	17,708	16,047	15,574	14,256	13,121	29
30	30,307	29,336	28,386	27,442	26,488	25,508	24,478	23,364	22,110	20,599	18,493	16,791	16,306	14,953	13,787	30
31	31,323	30,336	29,369	28,409	27,438	26,440	25,390	24,255	22,976	21,434	19,281	17,539	17,042	15,655	14,458	31
32	32,339	31,336	30,353	29,376	28,389	27,373	26,304	25,148	23,844	22,271	20,072	18,291	17,783	16,362	15,134	32
33	33,355	32,336	31,337	30,344	29,340	28,307	27,219	26,042	24,714	23,110	20,867	19,047	18,527	17,074	15,815	33
34	34,371	33,336	32,322	31,313	30,293	29,242	28,136	26,938	25,586	23,952	21,664	19,806	19,275	17,789	16,501	34
35	35,386	34,336	33,306	32,282	31,246	30,178	29,054	27,836	26,460	24,797	22,465	20,569	20,027	18,509	17,192	35
40	40,459	39,335	38,233	37,134	36,021	34,872	33,660	32,345	30,856	29,051	26,509	24,433	23,838	22,164	20,707	40
60	60,713	59,335	57,978	56,620	55,229	53,809	52,294	50,641	48,759	46,459	43,188	40,482	39,699	37,485	35,534	60
80	80,927	79,334	77,763	76,188	74,583	72,915	71,145	69,207	66,994	64,291	60,381	57,153	56,213	53,540	51,172	80
90	91,023	89,334	87,666	85,993	84,285	82,511	80,625	78,558	76,195	73,291	69,126	65,647	64,635	61,754	59,196	90
100	101,115	99,334	97,574	95,808	94,005	92,129	90,133	87,945	85,441	82,358	77,929	74,222	73,142	70,065	67,328	100
120	121,285	119,334	117,404	115,465	113,483	111,419	109,220	106,806	104,037	100,624	95,705	91,573	90,367	86,923	83,852	120
140	141,441	139,334	137,248	135,149	133,003	130,766	128,380	125,758	122,748	119,029	113,659	109,137	107,815	104,034	100,655	140

Distribución ji cuadrada - Pág. 2

